

# Les conditions climatiques et l'approvisionnement en énergie

---

LES PUBLICATIONS DU QUÉBEC  
1500 D, rue Jean-Talon Nord, Sainte-Foy (Québec) G1N 2E5

VENTE ET DISTRIBUTION  
Case postale 1005, Québec (Québec) G1K 7B5  
Téléphone : (418) 643-5150, sans frais, 1 800 463-2100  
Télécopieur : (418) 643-6177, sans frais, 1 800 561-3479  
Internet : <http://doc.gouv.qc.ca>

## **Données de catalogage avant publication (Canada)**

Vedette principale au titre :

Les conditions climatiques et l'approvisionnement en énergie : études sectorielles du rapport de la Commission scientifique et technique chargée d'analyser les événements relatifs à la tempête de verglas survenue du 5 au 8 janvier 1998.

Président: Roger Nicolet,  
Comprend des réf. bibliogr. et un index.

ISBN 2-551-18092-9

1. Réseaux électriques (Énergie) – Protection – Québec (Province). 2. Réseaux électriques (Énergie), Effets des catastrophes naturelles sur les – Québec (Province). 3. Électricité – Distribution – Québec (Province). 4. Verglas. 5. Tempêtes de verglas. I. Nicolet, Roger. II. Québec (Province). Commission scientifique et technique chargée d'analyser les événements relatifs à la tempête de verglas survenue du 5 au 9 janvier 1998.

TK3091.C66 1999

621.319'1'09714

C99-940659-0

# Les conditions climatiques et l'approvisionnement en énergie

Études sectorielles du rapport de la  
Commission scientifique et technique  
chargée d'analyser les événements  
relatifs à la tempête de verglas  
survenue du 5 au 9 janvier 1998

Le 7 avril 1999

Cette publication a été rédigée par la Commission scientifique et technique chargée d'analyser les événements relatifs à la tempête de verglas survenue du 5 au 9 janvier 1998 ainsi que l'action des divers intervenants. Les Publications du Québec en sont l'éditeur.

*Membres de la Commission*

**M. Roger Nicolet**, ingénieur, président

**M<sup>e</sup> Nicole Trudeau**, avocate, vice-présidente

**M<sup>me</sup> Hélène Denis**, professeure titulaire à l'École Polytechnique, spécialiste en gestion de sinistre

**M. Claude Bernier**, maire de Saint-Hyacinthe et préfet de la MRC Les Maskoutains

**M. Louis Cloutier**, ingénieur, professeur titulaire de génie mécanique à l'Université Laval

**M. André Dicaire**, économiste, ex-membre de la haute fonction publique québécoise

**M. Armand Roy**, lieutenant-général à la retraite des Forces armées canadiennes

*Coordination des travaux et direction du personnel*

**M. Jean-Claude Lavergne**, Adm. A.

*Coordination avec Les Publications du Québec*

**M. André Huot**

*Direction artistique*

**M<sup>me</sup> Lucie Pouliot**

*Graphiste*

**M. François Blais**, design graphique

*Photocomposition*

**Caractéra inc.**

Dépôt légal – 1999

Bibliothèque nationale du Québec

Bibliothèque nationale du Canada

ISBN 2-551-18092-9

© Gouvernement du Québec – 1999

Tous droits réservés pour tous pays. La reproduction par quelque procédé que ce soit et la traduction, même partielle, sont interdites sans l'autorisation des Publications du Québec.

## **POUR AFFRONTER L'IMPRÉVISIBLE**

Les enseignements du verglas de 98

Présentation du rapport de la Commission scientifique et technique chargée d'analyser les événements relatifs à la tempête de verglas survenue du 5 au 9 janvier 1998, ainsi que l'action des divers intervenants

Le mois de janvier 1998 restera gravé dans notre mémoire collective comme celui du Grand Verglas. Près de la moitié de la population du Québec est alors affectée par un sinistre naturel lié à trois vagues successives de verglas ou par le sinistre technologique qui en résulte : l'absence prolongée d'électricité durant la saison hivernale.

### **Mandat et composition de la Commission**

Le 28 janvier, le gouvernement du Québec a annoncé sa volonté de mieux préparer le Québec à affronter de tels événements et a créé la Commission scientifique et technique chargée d'analyser les événements relatifs à la tempête de verglas survenue du 5 au 9 janvier 1998, ainsi que l'action des divers intervenants.

#### **Le mandat de la Commission a couvert trois domaines d'étude principaux :**

- l'analyse de l'événement climatique lui-même, y compris l'examen des instruments scientifiques qui permettent d'en prévoir l'occurrence et la fréquence ;
- l'étude des aspects techniques liés à la sécurité des approvisionnements en énergie, dont les critères de conception et de fiabilité des équipements et installations de transport et de distribution d'Hydro-Québec, les méthodes de déglacage, l'enfouissement de certaines lignes et la gestion du rétablissement par Hydro-Québec ;
- l'évaluation du modèle d'organisation, de l'état de préparation et des actions réalisées par les différents intervenants en matière de gestion de sinistre.

Ce mandat, réalisé sous la présidence de M. Roger Nicolet, ingénieur, a mis à contribution les expertises multidisciplinaires de six commissaires : M<sup>e</sup> Nicole Trudeau, avocate et vice-présidente de la Commission ; M<sup>me</sup> Hélène Denis, professeure titulaire à l'École Polytechnique, spécialiste en gestion de sinistre ; M. Claude Bernier, maire de Saint-Hyacinthe et préfet de la MRC Les Maskoutains ; M. Louis Cloutier, ingénieur, professeur titulaire de génie mécanique à l'Université Laval ; M. André Dicaire, économiste qui a fait carrière au sein de la haute fonction publique québécoise ; M. Armand Roy, lieutenant-général à la retraite des Forces armées canadiennes.

La coordination des travaux et la direction du personnel ont été assurées par le secrétaire général, M. Jean-Claude Lavergne, Adm.A.

### **Démarche de la Commission**

Les travaux de la Commission ont reposé à la fois sur des recherches scientifiques et sur la consultation de la population et des divers intervenants impliqués dans la gestion de ce sinistre. À ce sujet, plus de 300 organismes et 150 citoyens ont acheminé un mémoire ou ont participé à l'une des 44 journées d'audiences publiques tenues dans vingt différentes municipalités des régions affectées.

La Commission a aussi eu recours à diverses méthodes et techniques de recherche :

- un sondage téléphonique réalisé auprès de 2 112 répondants ayant vécu le sinistre ;
- un sondage écrit auprès d'un échantillon représentatif de 3 833 établissements de plus de 10 employés ;
- une enquête postale auprès d'un échantillon représentatif de 502 municipalités parmi celles affectées par le verglas ;

- des entrevues semi-dirigées: 300 avec des représentants d'organisations diverses et 60 avec des personnes sinistrées;
- l'organisation de groupes de discussion: sept groupes avec des représentants d'organisations publiques et privées et huit groupes avec des personnes sinistrées;
- des demandes d'information spécifiques adressées à diverses organisations.

### **Études sectorielles: analyses complémentaires**

Afin de répondre de façon adéquate au mandat confié par le gouvernement, la Commission a constitué des équipes de travail qui ont présenté différentes études touchant des domaines divers, tels les aspects juridiques, techniques, environnementaux, économiques et scientifiques relatifs aux événements survenus lors de la tempête de verglas. Une soixantaine d'experts et de spécialistes ont réalisé des recherches et des analyses dont les résultats sont publiés dans quatre études sectorielles qui accompagnent le rapport principal de la Commission.

Les travaux de ces experts ont été supervisés et discutés par les commissaires, qui y ont apporté les enrichissements et les amendements jugés souhaitables. Ces quatre études font donc partie intégrante du rapport de la Commission et sont publiées, pour cette raison, sous sa signature<sup>1</sup>.

### **Rapport principal: conclusions et recommandations**

Le rapport principal de la Commission présente plus qu'une synthèse de l'ensemble des études sectorielles réalisées. On y retrouve la vision multidisciplinaire qui a permis à la Commission de transcender les approches sectorielles, de réaliser les arbitrages nécessaires et d'harmoniser les perspectives. Telles sont les assises des conclusions qui sous-tendent les recommandations formulées par la Commission. M. Jean-Pierre Pellegrin a assuré la rédaction finale des textes.

### **Le présent volume des études sectorielles**

M. Gilles Marinier, ingénieur, a assumé les fonctions de coordonnateur de l'ensemble des dossiers techniques étudiés par la Commission. Il a, à ce titre, assuré la coordination de l'ensemble des travaux et recherches qui sont édités dans ce volume, à l'exception du chapitre portant sur les aspects économiques de l'approvisionnement en énergie et de l'appendice sur les systèmes de chauffage et d'approvisionnement en énergie, dans les logements en cas de panne d'électricité. M. Benoit Drolet a assuré la rédaction finale de la plupart des textes de ce volume. M. Jean-Pierre Pellegrin a également rédigé l'un des chapitres de ce volume. On trouvera au début de chaque chapitre, sous-chapitre et appendice la liste des experts et spécialistes qui ont contribué aux recherches et analyses qui y sont publiées.

---

1. La Commission a cependant publié quelques études sous la signature de leurs auteurs. Il s'agit de l'étude sur les conditions de travail préparée par l'Institut de Recherche et d'Information sur la Rémunération (IRIR), des études additionnelles d'experts concernant le réseau d'Hydro-Québec, et de l'étude du cadre juridique de la gestion de sinistre confiée au Centre de recherche en droit public de l'Université de Montréal (CRDP).

# Volume 3

## Les conditions climatiques et l'approvisionnement en énergie

<b>Livre 1</b>	<b>LES PHÉNOMÈNES ATMOSPHERIQUES</b>	<b>XV</b>
Table des matières		XVI
<b>Chapitre 1</b>	<b>LA MÉTÉOROLOGIE ET LA CLIMATOLOGIE</b>	<b>1</b>
	Section 1 La météorologie du verglas	3
	Section 2 La tempête de pluie verglaçante	26
	Section 3 L'accumulation de glace sur les structures	51
	Constats	70
Lexique	Les principaux termes de la météorologie	75
Annexe	Les outils mathématiques pour le calcul de la fiabilité des structures	79
Bibliographie		89
<b>Sous-chapitre</b>	<b>LA SURVEILLANCE DU VERGLAS</b>	<b>95</b>
	Section 1 L'observation et l'évaluation des dépôts de verglas	97
	Section 2 Examen critique des systèmes de surveillance du verglas	102
	Section 3 Observations sur le terrain	114
	Constats	117
<b>Chapitre 2</b>	<b>LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES</b>	<b>121</b>
	Section 1 Une question d'atmosphère	123
	Section 2 L'incidence du verglas au Québec	124
	Section 3 L'effet de serre et les causes du réchauffement du climat	126
	Section 4 Les modèles climatologiques	129
	Section 5 Les conséquences des changements climatiques	131
	Section 6 Les grands événements météorologiques et climatiques	135
	Section 7 Les contrôles et les ententes internationales sur les changements climatiques	137
	Conclusion	138
Bibliographie		141

# Volume 3

## Les conditions climatiques et l'approvisionnement en énergie

<b>Livre 2</b>	<b>L'APPROVISIONNEMENT EN ÉNERGIE</b>	<b>XXIII</b>
Table des matières		XXV
<b>Chapitre 1</b>	<b>LES ASPECTS STRUCTURAUX DU RÉSEAU</b>	<b>145</b>
	Section 1 Les caractéristiques des lignes dans la région touchée par le verglas	149
	Section 2 Le bilan des dommages	157
	Section 3 Les principes guidant la conception des lignes	192
	Section 4 La conformité aux normes	215
	Constats	225
	Lexique	228
	Bibliographie	237
<b>Sous-chapitre</b>	<b>LE RÉSEAU DE DISTRIBUTION</b>	<b>241</b>
	Section 1 Les caractéristiques structurales du réseau de distribution dans les régions touchées par la tempête de verglas	245
	Section 2 Les dommages subis par le réseau de distribution	247
	Section 3 Les normes et les pratiques de conception ainsi que la maintenance des structures	253
	Section 4 Observations et commentaires	258
	Autres constats	260
<b>Annexe</b>	<b>Rencontre technique entre les spécialistes de Bell Canada et les collaborateurs aux dossiers techniques de la Commission Nicolet sur le verglas</b>	<b>263</b>
	Bibliographie	273



## PLAN SOMMAIRE

<b>Chapitre 2</b>	<b>LES ASPECTS ÉLECTRIQUES DU RÉSEAU D'HYDRO-QUÉBEC</b>	<b>281</b>
Section 1	Le réseau d'Hydro-Québec: un réseau de réseaux	285
Section 2	Le comportement des réseaux pendant la tempête	307
Section 3	La réponse aux urgences et la gestion du réseau	330
Section 4	Le rétablissement du courant	340
Section 5	L'évaluation de la performance des réseaux	346
Section 6	Les améliorations envisagées par Hydro-Québec	350
Section 7	Des suggestions venues du milieu	357
	Constats	359
<b>Bibliographie</b>		<b>365</b>
<b>Annexe</b>	<b>Extrait d'un article publié dans le journal</b> <i>« Atmospheric Research » : État-de-l'art du déglacage</i> <i>des lignes électriques</i>	<b>373</b>

---

## PLAN SOMMAIRE

<b>Sous-chapitre</b>	<b>L'ENFOUISSEMENT DES CÂBLES ET LE DÉVELOPPEMENT DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES SOUTERRAINS</b>	<b>391</b>
	Section 1 Les réseaux de distribution d'électricité	393
	Section 2 La comparaison des diverses configurations	400
	Section 3 La différence de coûts	407
	Section 4 Le financement des projets d'enfouissement	417
	Conclusion	420
<b>Bibliographie</b>		<b>423</b>
<hr/>		
<b>Chapitre 3</b>	<b>LES ASPECTS ÉCONOMIQUES</b>	<b>429</b>
	Introduction	430
	Section 1 Le marché énergétique québécois et les politiques gouvernementales	431
	Section 2 Hydro-Québec et la fiabilité des approvisionnements en électricité	455
<b>Bibliographie</b>		<b>475</b>
<hr/>		
<b>Appendice 1</b>	<b>RAPPORTS ADDITIONNELS D'EXPERTS EXTERNES À LA COMMISSION</b>	<b>477</b>
<b>Annexe à l'appendice 1</b>	<b>VERSIONS ORIGINALES ANGLAISES</b>	<b>541</b>
<hr/>		
<b>Appendice 2</b>	<b>LES SYSTÈMES DE CHAUFFAGE ET D'APPROVISIONNEMENT EN ÉNERGIE DANS LES LOGEMENTS, EN CAS DE PANNES D'ÉLECTRICITÉ</b>	<b>577</b>
	Section 1 Les problèmes de chauffage en cas de panne d'électricité	579
	Section 2 La recherche d'autonomie énergétique	582
	Section 3 L'efficacité énergétique et les nouvelles technologies	584
	Section 4 Des questions de lois, de règlements et de normes	586
	Section 5 Une question d'information	588
<hr/>		
<b>Annexe</b>	<b>LES PARTICIPANTS AUX CONSULTATIONS DE LA COMMISSION</b>	<b>XLI</b>
<hr/>		

**Livre 1**

---

**Les phénomènes atmosphériques**

# Volume 3

## Les conditions climatiques et l'approvisionnement en énergie

<b>Livre 1</b>	<b>LES PHÉNOMÈNES ATMOSPHÉRIQUES</b>	<b>XV</b>
<b>Chapitre 1</b>	<b>LA MÉTÉOROLOGIE ET LA CLIMATOLOGIE</b>	<b>1</b>
<b>Section 1</b>	<b>La météorologie du verglas</b>	<b>3</b>
1.1	Des notions de base en météorologie	3
1.1.1	Les systèmes météorologiques	3
1.1.2	Le temps associé aux fronts chauds et aux fronts froids	8
1.1.3	La formation de la précipitation	9
1.2	Les types de dépôts de glace	12
1.2.1	Le givre, le grésil et le verglas	12
1.2.2	La pluie verglaçante dans une vallée	16
1.2.3	Les accumulations de glace en terrain montagneux	16
1.3	La détection et la mesure des précipitations verglaçantes	17
1.3.1	Les instruments de détection et de mesure	17
1.3.2	Les radars météorologiques	21
1.3.3	Autres techniques de mesure des précipitations	22
1.4	La précision des instruments météorologiques	23
1.4.1	L'équivalence en eau du grésil	23
1.4.2	La densité du grésil	24
1.5	Les techniques d'interprétation des hauteurs de précipitation	24
<b>Section 2</b>	<b>La tempête de pluie verglaçante</b>	<b>26</b>
2.1	Les informations générales	26
2.2	Le point de vue des météorologues	27
2.2.1	Les données sur les précipitations	27
2.2.2	Les données de la station météorologique de Saint-Hubert	27
2.2.3	Les écarts observés dans d'autres stations climatologiques	28
2.2.4	Les données des stations automatiques	30

## TABLE DES MATIÈRES

2.3	Le déroulement de la tempête	31
2.4	Un regard critique sur les prévisions météorologiques	32
2.4.1	Les prévisions publiques	32
2.4.2	Avertissements météorologiques	35
2.4.3	Les prévisions pour l'aviation	37
2.4.4	La fiabilité des prévisions météorologiques	37
2.5	La climatologie	39
2.5.1	Les données météorologiques et climatiques	40
2.5.2	Des données supplémentaires sur les précipitations verglaçantes	40
2.5.3	L'analyse des hauteurs de précipitation verglaçante	41
2.5.4	Le nombre de jours de précipitation verglaçante	41
2.5.5	Le nombre d'heures de précipitation verglaçante	43
2.5.6	Le vent et les types de précipitation	43
2.5.7	La température et les types de précipitation	44
2.5.8	Des niveaux records de précipitations verglaçantes	48
<hr/>		
<b>Section 3</b>	<b>L'accumulation de glace sur les structures</b>	<b>51</b>
3.1	Les modèles d'accumulation de verglas sur les structures	52
3.1.1	Un modèle simple sans vent horizontal	53
3.1.2	Un modèle simple avec vent horizontal perpendiculaire au cylindre	53
3.1.3	Les effets thermodynamiques	54
3.1.4	Les transferts de chaleur	55
3.1.5	La modélisation de l'épaisseur de glace	55
3.1.6	Les normes dérivées des modèles d'accumulation	60
3.2	Les données des glaciètres d'Hydro-Québec	60
3.2.1	L'évaluation de la fréquence des tempêtes de pluie verglaçante	61
3.2.2	Les facteurs météorologiques et la conception des pylônes	62
3.3	Les exigences et les normes dans la conception des pylônes	65
3.4	Les effets du vent et du verglas	66
3.4.1	La persistance du verglas	66
3.4.2	Les vents associés au verglas	67
3.5	La maintenance du réseau et sa fiabilité	69
<hr/>		

## TABLE DES MATIÈRES

<b>Constats</b>		70
<hr/>		
<b>Lexique</b>	Les principaux termes de la météorologie	75
<hr/>		
<b>Annexe</b>	Les outils mathématiques pour le calcul de la fiabilité des structures	79
<hr/>		
<b>Bibliographie</b>		89
<hr/>		
<b>Liste des figures, graphiques et tableaux</b>		
<b>Figure 1</b>	Représentation d'une dépression	4
<b>Figure 2</b>	Un front froid	5
<b>Figure 3</b>	Un front chaud	6
<b>Figure 4</b>	Une dépression avec un système frontal	7
<b>Figure 5</b>	Le temps associé à un front froid	8
<b>Figure 6</b>	Le temps associé à un front chaud	9
<b>Figure 7</b>	Le pluviomètre manuel	18
<b>Figure 8</b>	Le détecteur de grêle et de grésil (HIPS)	20
<b>Figure 9</b>	Le détecteur des types de précipitation (POSS)	22
<b>Figure 10</b>	La cartographie des précipitations verglaçantes de janvier 1998	31
<hr/>		
<b>Graphique 1</b>	Les variations de température menant à trois types de précipitation au sol	13
<b>Graphique 2</b>	La présence d'un front chaud et les variations de température menant à divers types de précipitation au sol	14
<b>Graphique 3</b>	Les proportions de pluie verglaçante, de grésil et de bruine verglaçante	47
<b>Graphique 4</b>	La variation des types de précipitation et la vitesse du vent	48
<b>Graphique 5</b>	Nombre annuel moyen et nombre maximum d'épisodes de verglas relevés dans les stations glaciométriques	61
<hr/>		
<b>Tableau 1</b>	Les caractéristiques de la pluie verglaçante et de la bruine verglaçante	15
<b>Tableau 2</b>	La précision des mesures de précipitation verglaçante	23

## TABLE DES MATIÈRES

<b>Tableau 3</b>	Les clés d'interprétation des données climatologiques	25
<b>Tableau 4</b>	Les relevés des hauteurs de précipitation verglaçante	28
<b>Tableau 5</b>	Les relevés des hauteurs de précipitation de grésil	28
<b>Tableau 6</b>	Les types de précipitation prévues par Environnement Canada du 3 au 9 janvier pour la période du 5 au 10 janvier 1998	33
<b>Tableau 7</b>	Les écarts entre les températures prévues et les températures observées	35
<b>Tableau 8</b>	Les températures prévues du 3 au 9 janvier, par Environnement Canada, pour la région de Montréal, pour la période du 5 au 9 janvier 1998	36
<b>Tableau 9</b>	L'écart entre les prévisions basées sur une température constante et les températures observées à Dorval	37
<b>Tableau 10</b>	Les types de précipitation prévues à la station de Dorval du 4 au 9 janvier pour la période du 5 au 10 janvier 1998	38
<b>Tableau 11</b>	Le nombre de jours par année avec précipitation verglaçante	42
<b>Tableau 12</b>	Le nombre moyen de jours par mois avec précipitation verglaçante	42
<b>Tableau 13</b>	Le nombre moyen d'heures avec précipitation	43
<b>Tableau 14</b>	Le nombre de jours de précipitation selon leur type	43
<b>Tableau 15</b>	La vitesse du vent et les types de précipitation	44
<b>Tableau 16</b>	La température moyenne de l'air et les types de précipitation	45
<b>Tableau 17</b>	Les températures minimum et maximum de l'air et les types de précipitation	46
<b>Tableau 18</b>	Les plus intenses épisodes de précipitations verglaçantes antérieurs à janvier 1998	49
<b>Tableau 19</b>	Le facteur d'ajustement pour le calcul de l'accumulation de verglas en fonction de la hauteur des conducteurs	59
<b>Tableau 20</b>	Estimation de la récurrence des accumulations de verglas sur la base des données du glacimètre de Dorval	64
<b>Tableau 21</b>	Estimation de la récurrence des accumulations de verglas sur la base des données du glacimètre de Saint-Hubert	64
<b>Tableau 22</b>	Les charges climatiques normalisées	66
<b>Tableau 23</b>	La comparaison des normes de la CSA et d'Ontario Hydro en matière de charges climatiques	66

---

## TABLE DES MATIÈRES

<b>Sous-chapitre</b>	<b>LA SURVEILLANCE DU VERGLAS</b>	<b>95</b>
<b>Section 1</b>	<b>L'observation et l'évaluation des dépôts de verglas</b>	<b>97</b>
1.1	Le système Sygivre	97
1.1.1	Le givromètre	98
1.2	Les stations de télésurveillance des charges climatiques	98
1.3	Le réseau des glaciètres	99
<hr/>		
<b>Section 2</b>	<b>Examen critique des systèmes de surveillance du verglas</b>	<b>102</b>
2.1	Les limites des givromètres	102
2.2	Les limites des glaciètres	103
2.1.1	La validation et l'archivage des données	103
2.2.2	La relation entre l'épaisseur maximale relevée et l'épaisseur radiale équivalente	103
2.2.3	Étude des données des glaciètres	106
2.2.3.1	Hypothèses quant aux conditions	106
2.2.3.2	Les épaisseurs de glace relevées sur le dessus du boîtier	107
2.2.3.3	Les épaisseurs de glace relevées sur les tiges et les cylindres	109
2.2.4	La méthode d'analyse suivie par Hydro-Québec	112
<hr/>		
<b>Section 3</b>	<b>Observations sur le terrain</b>	<b>114</b>
<hr/>		
	<b>Constats</b>	<b>117</b>
<hr/>		



## TABLE DES MATIÈRES

### Liste des figures et tableaux

<b>Figure 1</b>	Les stations de mesure des charges climatiques	99
<b>Figure 2</b>	Le glacimètre	100
<b>Figure 3</b>	Quelques formes typiques d'accumulation de glace sur des cylindres	104
<b>Figure 4</b>	La variation de l'épaisseur de glace sur le dessus du boîtier du glacimètre en fonction de la hauteur de pluie verglaçante	109
<hr/>		
<b>Tableau 1</b>	Le calcul des épaisseurs radiales équivalentes en fonction des types d'accumulation de glace	105
<b>Tableau 2</b>	Valeurs théoriques des épaisseurs de glace aux différents points de mesure du glacimètre	107
<b>Tableau 3</b>	La relation entre l'épaisseur de glace sur le dessus du boîtier du glacimètre et la hauteur de pluie rapportée	108
<b>Tableau 4</b>	Sommaire des analyses effectuées en regroupant les données sur les tiges et les cylindres aux 7 stations glacimétriques	111
<b>Tableau 5</b>	Les relevés des stations glacimétriques et les épaisseurs de verglas	112
<b>Tableau 6</b>	Épaisseurs radiales équivalentes rapportées sur le terrain et observations effectuées à Saint-Hubert	115
<hr/>		

## TABLE DES MATIÈRES

<b>Chapitre 2</b>	<b>LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES</b>	<b>121</b>
<b>Section 1</b>	<b>Une question d'atmosphère</b>	<b>123</b>
<b>Section 2</b>	<b>L'incidence du verglas au Québec</b>	<b>124</b>
2.1	La fréquence et l'intensité des épisodes de verglas	124
2.2	Les origines des grandes tempêtes de verglas	125
<b>Section 3</b>	<b>L'effet de serre et les causes du réchauffement du climat</b>	<b>126</b>
3.1	L'effet de serre	126
3.2	Le réchauffement du climat	127
3.3	Un consensus international	128
<b>Section 4</b>	<b>Les modèles climatologiques</b>	<b>129</b>
<b>Section 5</b>	<b>Les conséquences des changements climatiques</b>	<b>131</b>
5.1	Les effets appréhendés sur les écosystèmes terrestres et aquatiques	131
5.2	Les variations à l'échelle des continents	131
5.3	Le cas particulier de l'eau	133
5.4	Les changements climatiques et la production hydroélectrique	133
5.5	Les changements climatiques et l'agriculture	134
<b>Section 6</b>	<b>Les grands événements météorologiques et climatiques</b>	<b>135</b>
6.1	La probabilité d'augmentation des épisodes de verglas	135
<b>Section 7</b>	<b>Les contrôles et les ententes internationales sur les changements climatiques</b>	<b>137</b>
	<b>Conclusion</b>	<b>138</b>
<b>Bibliographie</b>		<b>141</b>
<b>Liste des tableaux</b>		
<b>Tableau 1</b>	Quelques épisodes de verglas parmi les plus importants au Québec	124
<b>Tableau 2</b>	Les gaz à effet de serre visés par le protocole de Kyoto	126
<b>Tableau 3</b>	Le changement des températures moyennes saisonnières	132
<b>Tableau 4</b>	Le changement des précipitations saisonnières	132

# chapitre 1

## La météorologie et la climatologie

La Commission a voulu connaître les circonstances et les conditions météorologiques et climatiques propres à la tempête de pluie verglaçante afin de mieux en mesurer les effets et la portée et d'évaluer les risques qu'elle se répète.

À cette fin, la Commission a réuni un groupe de spécialistes en lui confiant le mandat :

*«... d'analyser, globalement et sur une base géographique, l'événement climatique et météorologique du 5 au 9 janvier 1998, d'examiner les instruments scientifiques et techniques permettant d'en prévoir l'occurrence et la fréquence et de dégager, s'il y a lieu, les conclusions en ce qui a trait aux actions ou aux précautions à prendre.»*

Le groupe ainsi formé en mars 1998 était composé de MM. Claude Lelièvre<sup>1</sup> et Luc Chouinard<sup>2</sup>. Le Dr Kathleen Jones, du CRREL<sup>3</sup> a collaboré à leurs travaux, en considérant de façon particulière les études américaines sur la tempête de pluie verglaçante de janvier 1998, ainsi que les modèles d'accumulation de glace sur les structures utilisés par les spécialistes de cet organisme américain.

Divers moyens ont été utilisés pour obtenir les informations requises pour mieux connaître les aspects météorologiques et climatiques du sinistre du verglas.

- Analyse des mémoires soumis à la Commission au sujet de la météorologie.
- Échanges avec les spécialistes d'Hydro-Québec.
- Demandes de renseignements spécifiques auprès d'Hydro-Québec.
- Examen sur le terrain de certaines lignes de transport d'électricité dans la zone la plus affectée par le verglas.
- Demandes de renseignements auprès d'Environnement Canada.
- Demandes de renseignements auprès du ministère de l'Environnement et de la Faune du Québec.
- Recherche bibliographique.
- Recherche sur Internet.
- Contacts avec des fabricants d'instruments météorologiques.

La Commission tient à remercier Environnement Canada pour la fourniture à titre gracieux des données horaires et mensuelles des stations Saint-Hubert, Dorval et Québec, pour les mois d'octobre à mars, de 1953 à 1997. Ces données ont permis d'effectuer les calculs sur les statistiques climatologiques dont les résultats sont présentés dans ce chapitre.

---

1. Ph. D., président d'Enviromet International inc.  
2. Ph. D., professeur à l'Université McGill.  
3. Cold Regions Research and Engineering Laboratory (CRREL).

## SECTION 1

### 1.1 Des notions de base en météorologie

#### 1.1.1 Les systèmes météorologiques

Les deux principaux types de systèmes météorologiques sont la haute pression (ou anticyclone) et la dépression (ou basse pression).

De façon générale, le mauvais temps est associé à une zone dépressionnaire alors que le beau temps correspond à un anticyclone.

Le principal mécanisme à l'origine du temps est l'ascension forcée de l'air sur une grande étendue géographique, phénomène qui s'accompagne de variations de température, de pression et d'humidité et de déplacements de masses d'air.

#### Les masses d'air

Une masse d'air est une portion relativement grande de la basse atmosphère, de l'ordre du millier de kilomètres, dans laquelle la température et l'humidité présentent une certaine uniformité horizontale.

La formation d'une masse d'air est étroitement liée à son séjour au-dessus d'une grande région de la surface terrestre ayant des caractéristiques uniformes, que l'on appelle région d'origine ou région source. L'air en contact avec cette surface terrestre parvient à acquérir une température et une humidité qui dépendent de la nature de la surface de cette région. Un lac, une montagne ou une vallée pourra toutefois modifier localement le climat, de façon plus ou moins importante, ce qui entraîne un certain degré de variation de la température et de l'humidité de la masse d'air.

Sur la base de la température ou de la latitude, on distingue trois grandes catégories de masses d'air : la masse d'air arctique, la masse d'air polaire et la masse d'air tropicale. En plus de sa température, chaque masse d'air se caractérise par son degré d'humidité, étant soit une masse d'air sec, d'origine continentale, ou une masse d'air humide, d'origine maritime.

L'air maritime tropical de l'Atlantique est formé au sud de l'anticyclone subtropical ; il envahit l'Est de l'Amérique du Nord par la circulation ouest de l'anticyclone, en voyageant au-dessus du Golfe du Mexique ou en passant à l'est de la Floride. En hiver, sa remontée sur les États-Unis s'accompagne d'un refroidissement par la base et il s'y forme des nuages bas, de la bruine et du brouillard.

Les régions sources de la masse d'air continentale arctique qui envahit le Canada sont les régions glacées et enneigées du nord et du nord-ouest du pays, l'Océan Arctique et la Sibérie ; cette masse d'air demeure à l'est des Rocheuses. En hiver, la température est très basse et l'air est très sec. La masse d'air continentale peut facilement traverser tout le Canada et les États-Unis et toucher le golfe du Mexique, tout en modifiant sa température, surtout à partir des endroits où le sol n'est pas enneigé.

Les conditions météorologiques rencontrées dans une masse d'air dépendent tout autant de sa région d'origine que de son parcours.

En raison de leur différence de température, un peu à la manière de l'huile et de l'eau, les masses d'air ne se mélangent pas facilement. Par conséquent, elles sont séparées par une zone de transition que l'on appelle «front» et que l'on retrouve dans une zone de basse pression.

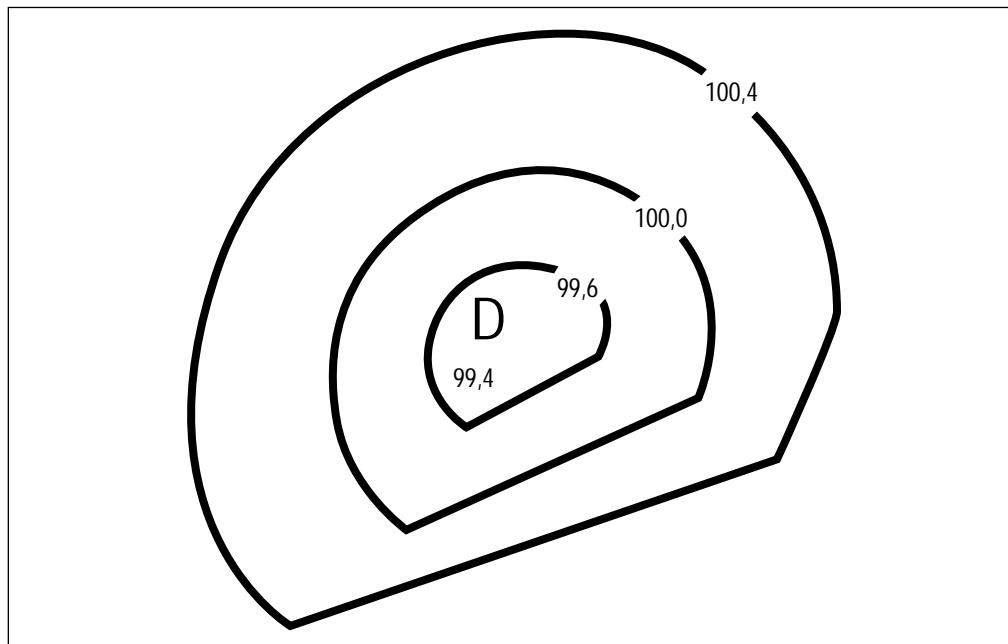
### La basse pression

Sur les cartes météorologiques, une zone de basse pression se caractérise par son centre distinct où la pression est plus basse que partout autour, à ses isobares<sup>4</sup> fermées et parallèles ainsi qu'à sa forme quasi circulaire.

À la basse pression, on associe souvent un front froid et un front chaud ; c'est autour d'elle que l'on retrouve des nuages et des précipitations couvrant généralement de grandes étendues.

Figure 1

Représentation d'une dépression



Au centre de cette dépression, la pression atmosphérique est de 99,4 kPa. Les isobares des cartes météorologiques sont traditionnellement espacées de 0,4 kPa et incluent la valeur 100 kPa.

---

4. Une isobare est une ligne qui regroupe des points correspondant à une même pression atmosphérique.

## Les fronts météorologiques

La surface frontale est la surface de transition entre deux masses d'air. Le front de surface constitue la ligne de transition entre les deux masses d'air à la surface de la terre. La position des fronts peut également être étudiée à différentes hauteurs dans l'atmosphère puisque les masses d'air forment une structure à trois dimensions.

Lorsque les météorologues mentionnent le terme front dans leurs communications avec le public, ils désignent ainsi le front de surface. Le front peut s'étendre le long de plusieurs milliers de kilomètres et se déplacer à des vitesses variées.

Les fronts sont généralement associés à des nuages et de la précipitation. Le temps le long des fronts est mieux organisé et couvre une plus grande superficie que celui qui règne à l'intérieur de la masse d'air.

On distingue deux types de fronts: le front froid et le front chaud. Il s'agit d'un front froid, lorsque l'air froid remplace l'air chaud et d'un front chaud lorsque l'inverse se produit.

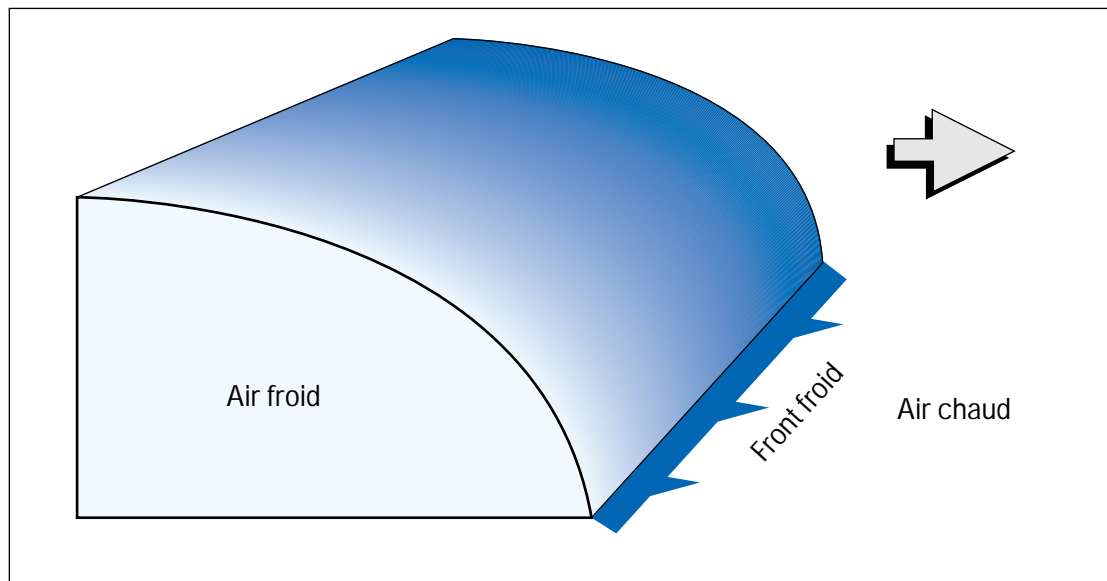
### Le front froid

Par définition, le front froid est la zone délimitée par l'avance de l'air froid. C'est la portion la plus avancée d'une masse d'air froid en mouvement. Puisque l'air froid est plus dense que l'air chaud, il force ce dernier à monter en se glissant sous lui.

En général, le front froid a une pente de 1:50 et il se déplace assez rapidement, à des vitesses variant entre 20 et 70 km/h. Le mauvais temps se retrouve généralement dans une étroite bande, près du front.

Figure 2

Un front froid



Compte tenu de la circulation cyclonique, la dépression amène habituellement de l'air froid du nord vers le sud du Québec. Le front froid se retrouve alors dans la partie ouest ou sud-ouest de la dépression.

## Le front chaud

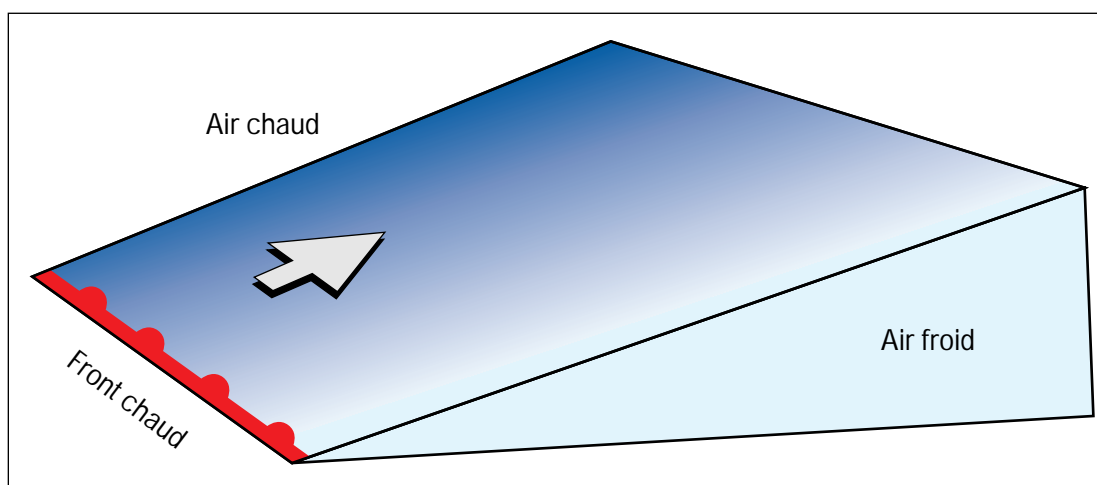
Le front chaud correspond à la partie d'un système frontal le long duquel l'air froid recule – c'est la partie arrière de l'air froid qui recule.

Puisque l'air froid est plus dense que l'air chaud, ce dernier sera forcé de monter sur l'air froid. À cause de la friction, l'air froid près du sol est ralenti dans son recul de sorte que la pente du front chaud est plus douce que celle du front froid; elle est d'environ 1:200.

À cause de sa faible pente, l'ascension de l'air se fait sur une grande distance à l'avant du front. Le temps associé s'étend alors loin à l'avant du front chaud, parfois sur environ 1 500 km, et, dans certains cas, on peut reconnaître son cortège de nuages jusqu'à 48 heures avant son passage. Sa vitesse est peu élevée, de 10 à 35 km/h environ, correspond à peu près à la moitié de celle du front froid.

Figure 3

Un front chaud



Étant donné la circulation cyclonique autour de la dépression, cette dernière amène de l'air chaud du sud vers le nord. Le front chaud se retrouve alors dans la partie sud-est, est ou nord-est de la dépression.

## Les caractéristiques des fronts

Puisque le front marque la transition entre deux masses d'air différentes, par conséquent, le passage d'un front sera obligatoirement marqué d'une modification de la température et de l'humidité. Le vent connaîtra aussi un changement de direction important.

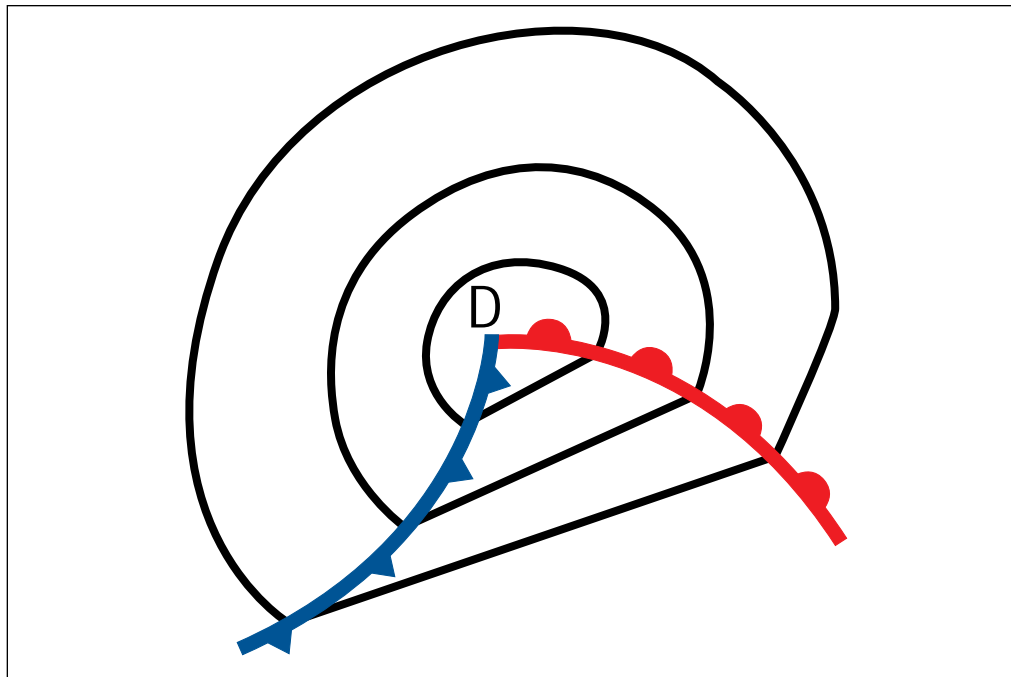
La température est sans doute le paramètre le plus directement affecté par le passage d'un front et c'est au front froid que le contraste est le plus prononcé. Cependant, il peut se passer un certain temps avant que la baisse de température ne se fasse effectivement sentir après le passage du front froid. En effet, le front est une zone assez large et le sol peut réchauffer l'air froid qui le balaye. De plus, la présence de plans d'eau importants peut modifier la température à l'arrière du front froid ou du front chaud. Au front chaud, la variation de température se produit plus graduellement.



Après le passage du front froid, on note une hausse soudaine de la pression, tandis qu'elle baisse continuellement à l'approche du front chaud, par suite de l'approche de la dépression.

Aux fronts, les isobares sont recourbées et ceux-ci courent dans un creux isobarique. Ce dernier est d'autant plus prononcé que le contraste des températures est important.

Figure 4  
Une dépression avec un système frontal



Au front froid, le vent passe brusquement du secteur sud-ouest au secteur ouest ou nord-ouest tandis qu'au front chaud, il passe du sud-est au sud ou sud-ouest.

Dans l'air froid, la nature du vent change aussi de façon appréciable. À l'arrière du front froid, sa vitesse va de modérée à forte, parfois davantage, et il s'accompagne de rafales. Ceci est dû à une déstabilisation de l'air froid en contact avec un sol ou un plan d'eau plus chaud. Dans le secteur chaud, le vent reste généralement plus régulier.

L'humidité absolue connaît habituellement une hausse dans le secteur chaud et une baisse dans le secteur froid. Souvent, la pluie, le brouillard et la neige réduisent souvent considérablement la visibilité à l'avant du front chaud. Il arrive aussi que dans le secteur chaud, la visibilité soit réduite, à des valeurs de l'ordre de 10 ou 15 kilomètres. Ce phénomène est particulièrement vrai en été, dans l'est de l'Amérique du Nord, dans la masse d'air maritime tropicale chargée de poussières et de pollution.

Au passage du front froid, la visibilité peut être réduite momentanément, lors des averses ou des orages, mais elle s'améliore de façon marquée dans l'air froid. Cette modification vient de l'origine septentrionale de l'air froid, libre de pollution et d'humidité. La masse d'air est alors d'une pureté cristalline, comme c'est souvent le cas d'une masse d'air d'origine arctique.

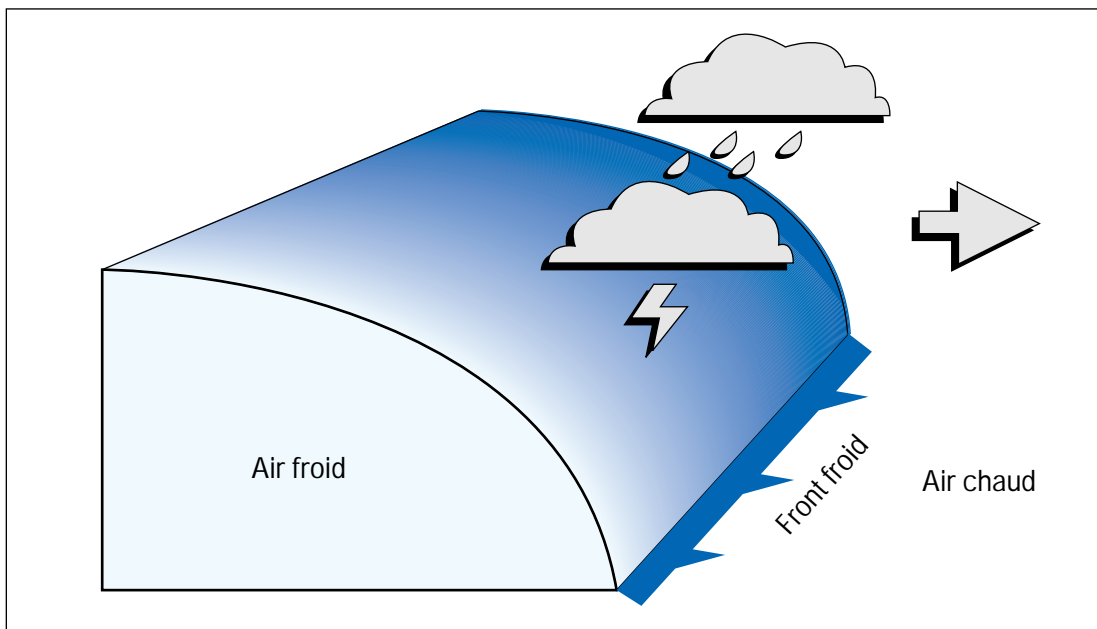
### 1.1.2 Le temps associé aux fronts chauds et aux fronts froids

Les facteurs qui déterminent le temps qu'il fait aux fronts sont la stabilité et l'humidité des masses d'air, la vitesse des fronts et leur vigueur, c'est-à-dire le contraste entre les masses d'air.

Le temps associé au front froid est généralement de type convectif, c'est-à-dire sous forme d'averses ou d'orages. L'ampleur du mouvement convectif et la quantité de précipitation dépendent de la stabilité de l'air chaud et de son contenu en humidité. La vitesse avec laquelle le front froid s'avance dans l'air chaud influence le temps qu'il fera (orages violents, ligne de grains, etc.). Après le passage du front froid, le vent pourrait rester de modéré à fort, avec des rafales et, dans certains cas, des averses.

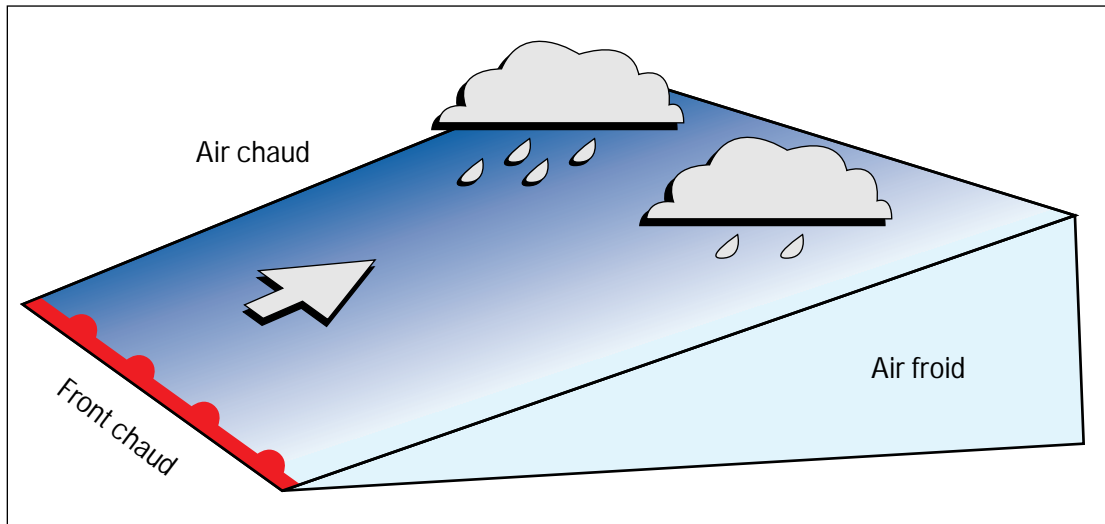
Figure 5

Le temps associé à un front froid



Dans le cas du front chaud, le mouvement ascendant de l'air s'effectuant sur une grande distance (faible pente de la zone frontale) et le temps qui l'accompagne couvrira une région beaucoup plus grande que dans le cas du front froid et il s'accompagnera de plus de variations.

Figure 6  
Le temps associé à un front chaud



Comme au front froid, l'extension de la masse nuageuse et de la précipitation est déterminée par la stabilité de la masse d'air chaud, par son contenu en humidité et par l'ampleur du mouvement ascendant de l'air sur la zone frontale. Une masse d'air humide et stable donnera une vaste masse de nuages bien en avant du front et l'extension de la précipitation sera importante. Si la masse d'air est instable, la précipitation sera ponctuée d'orages. Si la masse d'air ascendante est sèche, moins de nuages se formeront au front chaud.

### 1.1.3 La formation de la précipitation

L'atmosphère peut contenir de l'eau sous trois formes : gazeuse, liquide et solide.

La répartition de l'eau entre ces trois phases dépend des éléments suivants :

- La température de l'air
- La pression de l'air
- Le soulèvement de l'air
- La présence de noyaux de condensation
- La présence de noyaux glaçogènes
- La présence de gouttelettes d'eau surgelées

#### L'influence de la température de l'air

La température de l'air influence fortement la quantité d'eau liquide que peut contenir l'atmosphère. Plus la température est élevée, plus cette quantité est grande. Lorsque l'atmosphère contient la quantité maximale de vapeur d'eau par rapport à un équilibre à une surface d'eau liquide, on dit qu'elle est saturée et que son humidité relative est de 100 %.

## L'influence de la pression atmosphérique

La pression de l'air correspond au poids de l'atmosphère au-dessus du lieu où elle est mesurée. Plus on s'élève dans l'atmosphère, plus la pression diminue. Si ce mouvement vertical s'effectue sans échange d'énergie, la température diminue d'environ 9,8 °C par kilomètre. De plus, si la quantité de vapeur d'eau ne change pas durant ce mouvement ascendant, l'air finira par atteindre son degré de saturation à une certaine altitude.

## Le soulèvement de l'air

Le refroidissement par soulèvement de l'air est à l'origine de la formation des nuages.

Il existe plusieurs mécanismes de soulèvement de l'air.

- *Air réchauffé par la base par une surface plus chaude que les autres surfaces environnantes*

Ce mécanisme peut être associé à la présence d'une étendue d'eau plus chaude ou au réchauffement d'une surface qui capte plus d'énergie solaire. Si des nuages se forment, ils seront de faible étendue horizontale (de quelques kilomètres) de type cumulus. Leur épaisseur variera selon l'état de l'atmosphère.

- *Soulèvement de l'air par des systèmes météorologiques à grande échelle*

À proximité des dépressions, il se produit généralement un soulèvement à grande échelle pouvant générer des nuages d'une très grande étendue horizontale (sur des centaines de kilomètres). L'air est également soulevé par la présence de surfaces frontales.

- *Soulèvement orographique*

Lorsque l'air atteint des régions montagneuses, une partie de la masse d'air contourne les obstacles, tandis qu'une autre partie est soulevée. Ce soulèvement forcé peut également favoriser la saturation de l'atmosphère. Par opposition, l'air qui descend les pentes montagneuses subira un assèchement suite à l'augmentation de la pression due à la baisse d'altitude.

## Les noyaux de condensation

Lorsque l'air devient saturé à une hauteur d'un ou de deux kilomètres dans l'atmosphère, il est trop loin des surfaces d'eau au niveau de la surface terrestre pour être en équilibre avec celles-ci. Dans une atmosphère absolument pure, il faudrait atteindre des valeurs d'humidité relative de l'ordre de 800% avant de constater la formation spontanée de gouttelettes d'eau<sup>5</sup>. Les fines particules en suspension dans l'atmosphère favorisent la condensation d'une partie de la vapeur d'eau à leur surface: ce sont les noyaux de condensation. Certains sont hygroscopiques et absorbent la vapeur d'eau avant même que la saturation ne soit atteinte, d'autres sont non hygroscopiques et nécessitent une certaine sursaturation avant qu'il y ait condensation de la vapeur d'eau.

## Les noyaux glaçogènes

Lorsque les températures sont inférieures au point de congélation, une autre classe de particules peut agir pour sublimer la vapeur d'eau et la faire passer à l'état de glace ou de gouttelettes

---

5. B.J. MASSON, *Clouds, Rain and Rainmaking*, Cambridge University Press, 1962, 145 p.

d'eau congelées: il s'agit des noyaux glaçogènes. Ce sont des particules de forme particulière, beaucoup plus rares dans l'atmosphère que les noyaux de condensation, et qui agissent plus efficacement lorsque la température des nuages est inférieure à  $-5^{\circ}\text{C}$ . Sans la présence de noyaux glaçogènes, la vapeur d'eau se condenserait en gouttelettes d'eau jusqu'à des températures aussi froides que  $-40^{\circ}\text{C}$ <sup>6</sup>.

La forme et la grosseur des cristaux de neige formés dépendent de la température de l'atmosphère.

### **La présence de gouttelettes d'eau surgelées**

Des expériences effectuées à la fin des années 30 et durant les années 40 ont été faites afin de déterminer la température à laquelle l'eau pure gèle. Elles ont montré que le gel spontané de l'eau pure se produit souvent à des températures de  $-10^{\circ}\text{C}$  à  $-15^{\circ}\text{C}$ .

La présence d'impuretés dans l'eau favorise l'amorce du gel et l'agitation violente ou l'éclaboussement augmente la température à laquelle l'eau gèle spontanément.

La température à laquelle une gouttelette d'eau gèle dépend de son diamètre, si celui-ci est inférieur à 0,5 mm. Plus elle est grosse, plus son point de congélation se rapproche de  $0^{\circ}\text{C}$ . Les plus petites gouttelettes peuvent rester surgelées à des températures inférieures à  $-20^{\circ}\text{C}$  et même à des températures aussi basses que  $-40^{\circ}\text{C}$ <sup>7</sup>. Le comportement thermique des gouttes d'un diamètre supérieur à 0,5 mm ne semble pas dépendre de leur diamètre.

La température de  $0^{\circ}\text{C}$  constitue le point de fusion de l'eau et non pas son point de gel.

### **La croissance des gouttelettes**

Lorsque les gouttelettes d'eau se forment sur les noyaux de condensation, elles sont généralement très petites et restent en suspension dans l'air, leur vitesse de chute étant très faible. Pour tomber au sol, elles doivent croître et devenir des gouttes de pluie suffisamment grosses. Deux mécanismes agissent pour permettre cette croissance: la condensation additionnelle de vapeur d'eau et la collision avec d'autres gouttelettes.

### **La croissance des cristaux de neige**

Les cristaux de neige formés sur les noyaux glaçogènes sont initialement relativement petits et restent en suspension dans l'air à cause de leur faible masse. Ils continuent de croître par la diffusion de vapeur d'eau et par condensation à leur surface.

Lorsque la température du nuage est inférieure à  $0^{\circ}\text{C}$ , il y a opposition entre la formation de gouttelettes d'eau et de cristaux de neige. Lorsqu'elle est plus froide que  $-10^{\circ}\text{C}$ , plusieurs noyaux glaçogènes sont actifs et la vapeur d'eau est plus sursaturée par rapport à la glace que par rapport à l'eau liquide, par un écart d'environ 10%, ce qui tend à favoriser la croissance des cristaux de glace. Ceux-ci ont également tendance à s'agglomérer ensemble, suite à leur collision, pour former des flocons de neige.

---

6. *Ibid.*

7. I. BENNETT, *Glaze. Its meteorology and climatology, Geographical distribution and economic effects*, Headquarters, Quartermaster Research of Engineering Command, US Army, Natick, Mass., 1959, 218 p.

## La précipitation au sol

Au Québec, les précipitations se produisent généralement en suivant le mécanisme suivant<sup>8</sup>.

- Les cristaux de neige se forment dans les sections supérieures des nuages où la température est favorable à leur croissance.
- Ils tombent en s'agglomérant en flocons et fondent s'ils rencontrent une zone de température supérieure à 0 °C.
- S'ils se trouvent encore dans le nuage, les flocons fondus croissent rapidement en entrant en collision avec les gouttes d'eau du nuage.
- Lorsque les gouttes d'eau sont suffisamment grosses, elles atteignent des vitesses suffisantes pour descendre rapidement dans l'atmosphère.
- Lorsqu'elles sortent de la base des nuages, elles tombent dans une région sous-saturée et elles s'évaporent graduellement.
- Si elles atteignent des vitesses de chute suffisamment élevées, elles parviennent jusqu'au sol et il pleut.
- Si elles s'évaporent avant d'atteindre le sol, elles forment du «virga».

### 1.2 Les types de dépôts de glace

#### 1.2.1 Le givre, le grésil et le verglas

Les météorologues subdivisent les divers phénomènes d'accumulation de glace à la surface des objets en deux catégories.

Dans la première catégorie, les objets accumulent la glace directement à partir de l'humidité contenue dans l'air qui les entoure : c'est le givre. Dans la deuxième, les objets reçoivent des précipitations qui gèlent à leur contact : c'est le verglas.

#### Le givre

Le givre est un dépôt granuleux. Constitué de glace blanche, sa densité est généralement moindre que celle du verglas. Il se produit lorsque l'humidité relative est très élevée dans l'air qui est en contact avec les objets. Cette transformation arrive notamment sur les objets qui sont au niveau des nuages ou dans le brouillard. La vapeur d'eau peut alors se sublimer directement sur les objets et les gouttelettes en surfusion<sup>9</sup> du brouillard peuvent s'y déposer. L'accumulation de glace est généralement lente mais elle peut persister pendant de nombreuses heures et même pendant plusieurs jours.

#### Le grésil et la pluie verglaçante

Quant aux précipitations, les conditions différeront selon que la région sera montagneuse ou qu'il s'agisse d'une vallée. En effet, la topographie constitue un facteur qui influence la nature des précipitations reçues au sol et, par conséquent, les risques de verglas.

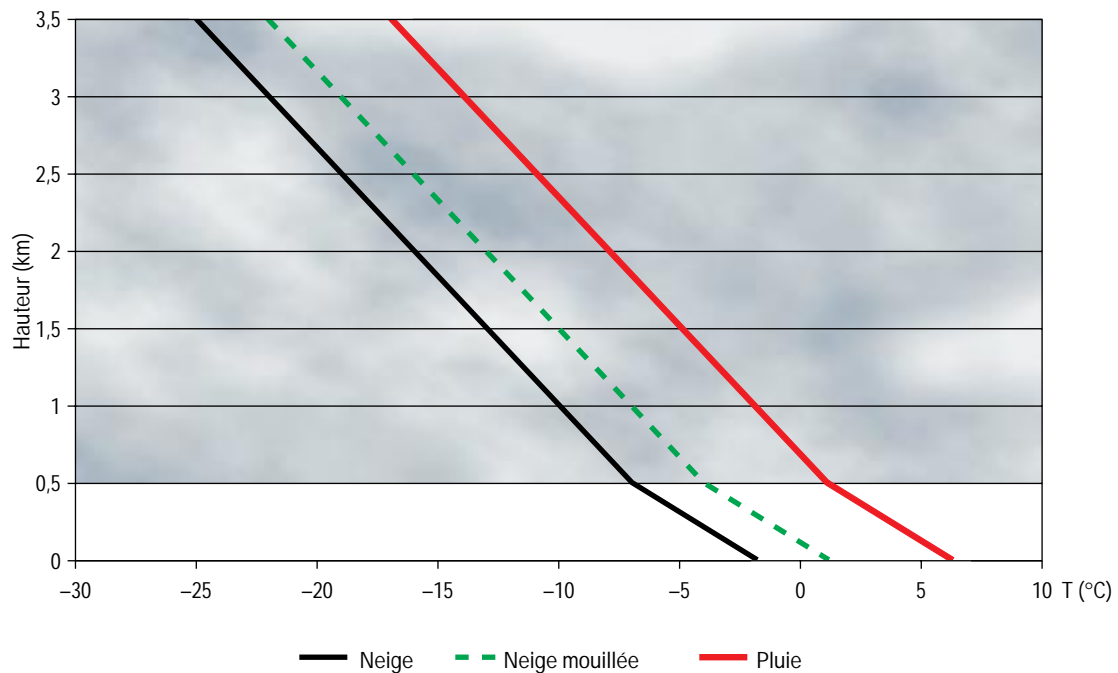
---

8. Ce mécanisme a été décrit par T. Bergeron en 1933.

9. État d'une substance qui reste liquide au-dessous de sa température de solidification.

Graphique 1

**Les variations de température  
menant à trois types de précipitation au sol**



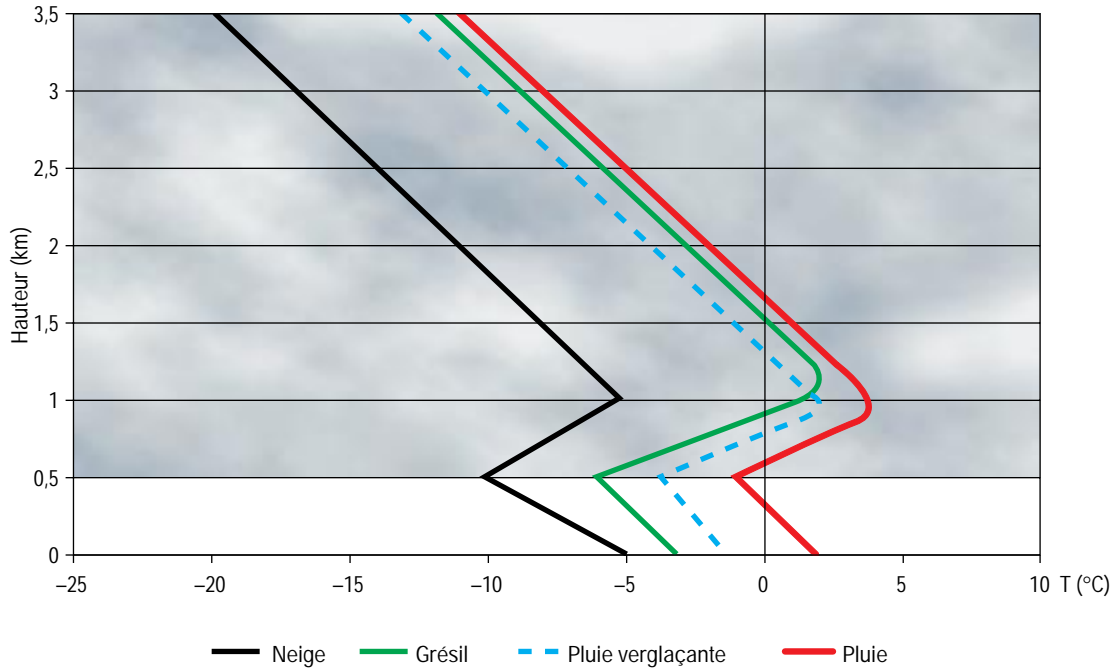
La température varie de façon régulière dans l'atmosphère : très froide en altitude ( $-10^{\circ}\text{C}$  à  $-25^{\circ}\text{C}$  à 3,5 km), elle augmente à peu près régulièrement jusqu'à ce qu'elle atteigne les niveaux des températures plus chaudes qui prévalent au niveau du sol.

Les précipitations illustrées correspondent à de la neige (courbe de gauche), de la neige fondante (courbe centrale) et de la pluie (courbe de droite). Pour des précipitations neigeuses, avec, par exemple, une température au sol de  $-2^{\circ}\text{C}$ , les flocons de neige, qui ne traversent aucune zones de températures supérieures à  $0^{\circ}\text{C}$ , ne fondent pas et il neige au sol. Pour des précipitations de neige fondante, la principale différence se situe au niveau de la température de surface, fixée ici à  $1^{\circ}\text{C}$ , l'épaisseur de la couche d'air chaud que les flocons de neige traversent n'est pas suffisante pour qu'ils aient le temps de fondre complètement ; ils ne fondent que partiellement et il tombe de la neige fondante au sol. Pour les précipitations de pluie verglaçante, la température de surface, ici fixée à  $6^{\circ}\text{C}$ , fait en sorte que l'épaisseur de la couche d'air chaud est maintenant suffisante pour faire fondre complètement les flocons de neige qui y tombent ; ils fondent complètement et il pleut.

Par ailleurs, c'est lorsque la température au sol est relativement basse – au-dessous du point de congélation – et qu'il y a un front chaud en altitude qu'il y a risque de grésil ou de pluie verglaçante.

Graphique 2

**La présence d'un front chaud et les variations de température menant à divers types de précipitation au sol**



Les variations de température en fonction de l'altitude correspondent à la présence d'un front chaud. La présence d'un tel système météorologique provoque une hausse des températures entre 0,5 km et 1 km d'altitude.

Les précipitations neigeuses (courbe de gauche) correspondent à une hausse des températures qui, malgré le front chaud, n'est pas assez élevée pour les faire augmenter à des valeurs supérieures à 0 °C et il neige. Cependant, il peut y avoir une couche atmosphérique où les températures excèdent 0 °C (seconde courbe à partir de la gauche) et, si cette couche est suffisamment épaisse pour que les flocons de neige qui la traversent aient le temps de fondre complètement pour devenir des gouttes de pluie, il peut y avoir du grésil. En effet, en s'approchant du sol, les gouttes de pluie traversent une zone plus froide où elles peuvent se refroidir jusqu'à sous le point de congélation. Si la couche atmosphérique est suffisamment froide et profonde pour faire geler les gouttes de pluie, il peut y avoir formation de grésil. Dans le cas où la couche d'air froid traversée par les gouttes de pluie ne serait pas assez froide et ni assez profonde pour faire geler les gouttes de pluie (troisième courbe à partir de la gauche), elles gèlent de façon presque instantanée en frappant tout objet dont la température est inférieure à 0 °C, et il y a de la pluie verglaçante. Pour qu'il n'y ait pas de verglas, il faut que l'air au niveau du sol soit à une température supérieure à 0 °C (courbe de droite); alors, les gouttes de pluie ne gèlent pas et il ne fait que pleuvoir.



La pluie verglaçante se produit donc selon un enchaînement de conditions météorologiques particulières.

- Des cristaux de neige se développent dans la partie supérieure des nuages où la température est inférieure au point de congélation.
- Les cristaux de neige s'agglomèrent en flocons de neige.
- Les flocons tombent et atteignent une zone où la température est légèrement supérieure au point de congélation; si la couche est suffisamment épaisse et suffisamment chaude, ils fondent et croissent rapidement en interceptant les gouttes d'eau des nuages.
- En continuant de tomber vers le sol, les gouttes de pluie entrent en contact avec une région où la température de l'air est à nouveau inférieure au point de congélation et les gouttes d'eau deviennent en surfusion. Si la couche atmosphérique qu'elles traversent est assez froide ou assez épaisse, les gouttes peuvent geler et se transformer en grains de glace (grésil). Sinon, c'est la pluie verglaçante, qui gèle rapidement dès qu'elle frappe une surface froide.

Les quantités de précipitation verglaçante dépendent de façon critique des caractéristiques (épaisseur, température, etc.) de la couche d'air froid près du sol et de la couche d'air chaud juste au-dessus.

### La bruine verglaçante

La bruine se produit lorsque la base d'un nuage est très près du sol (stratus) ou au niveau du sol (brouillard). Les gouttelettes d'eau composant la bruine possèdent un diamètre de moins de 0,5 mm et, généralement, elles tombent lentement vers le sol. Il s'agit d'un type de précipitation fréquente en terrain élevé ainsi que près des grandes étendues d'eau. Les faibles dimensions des gouttelettes de bruine leur permettent de rester en surfusion jusqu'à des températures très basses (inférieures à  $-10^{\circ}\text{C}$ ).

Lorsque la température de l'air descend sous le point de congélation, de la bruine verglaçante se produit alors. Le phénomène de formation de la bruine verglaçante est différent de celui de la pluie verglaçante.

Tableau 1

Les caractéristiques de la pluie verglaçante et de la bruine verglaçante		
Paramètres	Pluie verglaçante	Bruine verglaçante
Température au sol	Entre $-5^{\circ}\text{C}$ et $0^{\circ}\text{C}$	Entre $-12^{\circ}\text{C}$ et $0^{\circ}\text{C}$
Couche atmosphérique plus chaude que $0^{\circ}\text{C}$	Nécessaire	Non nécessaire
Base des nuages	Au-dessus de 500 m	Au sol ou très près
État des nuages	Généralement épais	Peuvent être minces
Types de nuage	Nimbostratus, cumulus bourgeonnants, cumulonimbus	Stratus
Diamètre des gouttes	Plus de 0,5 mm	Moins de 0,5 mm
Taux d'accumulation	Peut être très élevé	De faible à modéré
Durée	Souvent moins de 12 heures par épisode	Peut persister pendant plusieurs jours (surtout en terrain montagneux)

Pour qu'il y ait de la pluie verglaçante, il faut avoir des nuages assez épais ainsi qu'une couche atmosphérique suffisamment chaude pour que les flocons de neige aient le temps de fondre dans leur chute. Le nuage qui produit de la bruine peut être relativement mince et la température dans celui-ci peut rester partout sous le point de congélation, car ce sont des gouttelettes d'eau en surfusion qui participent à la précipitation. Les conditions qui produisent de la pluie verglaçante peuvent également générer de la bruine verglaçante lorsque le diamètre des gouttes est suffisamment petit. Toutefois, l'inverse n'est pas vrai : les conditions propices à la formation de bruine verglaçante ne peuvent pas produire de pluie verglaçante.

### **1.2.2 La pluie verglaçante dans une vallée**

La pluie verglaçante peut être accentuée, en fréquence et en sévérité, par les effets de la topographie. C'est le cas pour les vallées où peut se retrouver de l'air froid (à 0 °C ou moins), accentuant les risques de précipitations verglaçantes lorsque arrive un front chaud.

Dans une vallée, le déplacement de l'air s'effectue généralement le long de l'axe. L'effet de canalisation de la vallée s'accroît ordinairement avec l'augmentation de la vitesse des vents et il affecte ces derniers jusqu'à la hauteur moyenne des parois de la vallée.

Dans le cas de la vallée du Saint-Laurent, orientée du sud-ouest vers le nord-est et qui se rétrécit sensiblement en allant de Montréal à Québec, la canalisation des vents favorise ceux du nord-est et du sud-ouest, jusqu'à une hauteur de 300 à 400 m.

En hiver, l'air à l'est de Québec est généralement beaucoup plus froid que celui de la région montréalaise et constitue de ce fait un réservoir d'air à basse température qui peut être entraîné vers la région montréalaise par vents du nord-est. Lorsqu'un front chaud arrive ainsi sur cette dernière, il est souvent associé à une dépression dont le centre se situe à l'ouest de Montréal. Les vents dans la vallée du Saint-Laurent soufflent alors vers le centre de la dépression, c'est-à-dire qu'ils sont du nord-est. Sans l'effet de canalisation de la vallée du Saint-Laurent, les vents pourraient être du sud-est, par exemple, ce qui n'entraînerait pas d'air froid dans les bas niveaux, vers la région montréalaise. Les vents du nord-est dans la vallée du Saint-Laurent contribuent donc à accentuer le contraste thermique entre la masse d'air chaud en altitude et l'air froid du fond de la vallée. Ils peuvent également retarder ou même empêcher, dans certains cas, l'air chaud d'atteindre la région de Montréal.

Lors de l'arrivée d'un front chaud au-dessus de la vallée du Saint-Laurent, l'effet de canalisation de la vallée est de nature à augmenter la durée des précipitations verglaçantes ou du grésil par rapport à des conditions météorologiques identiques en terrain plat.

La vallée du Richelieu et la topographie de l'axe qui se prolonge jusqu'au lac Champlain viennent compliquer les prévisions : orientés dans un axe nord-sud, ils permettent à l'occasion des incursions d'air plus chaud sur la rive sud du Saint-Laurent, phénomène qui peut augmenter les risques de précipitation verglaçante dans cette région.

### **1.2.3 Les accumulations de glace en terrain montagneux**

Lorsque le vent fait l'ascension d'un terrain montagneux, il se refroidit au taux d'environ 1 °C par 100 m. La quantité de vapeur d'eau n'étant pas affectée par l'ascension, tant que l'air n'est pas saturé, on assiste à une humidification graduelle de l'air qui finit souvent par atteindre la saturation. Comme ce soulèvement de l'air s'ajoute à celui produit par le soulèvement associé au système météorologique, ce phénomène contribue à accroître la probabilité de précipitation en terrain montagneux. On observe donc que la fréquence et la durée ainsi que les quantités

annuelles de précipitation sont proportionnelles à l'altitude. De plus, les températures plus froides au niveau du sol sont favorables aux précipitations neigeuses, au détriment des précipitations pluvieuses.

Lorsque la base des nuages est plus basse que le sommet des montagnes, il y a du brouillard en terrain montagneux. En effet, le brouillard est un nuage dont la base se trouve au niveau du sol. Puisque la bruine est étroitement associée au brouillard, la présence de bruine est aussi courante en terrain montagneux. Si le brouillard se produit par des températures inférieures à 0 °C, il y a probabilité de bruine verglaçante.

Par ailleurs, lorsque arrive un front chaud en hiver, il est aussi plus probable en terrain montagneux que dans une vallée de se retrouver en milieu atmosphérique chaud. Ceci devrait tendre à réduire la probabilité de pluie verglaçante en montagne.

Pour les régions montagneuses du sud du Québec, par rapport à la vallée du Saint-Laurent, on doit s'attendre à :

- un nombre plus élevé d'heures avec précipitation, lorsque la température est sous le point de congélation ;
- de plus grandes quantités de précipitation, lorsque la température est inférieure au point de congélation ;
- une plus grande fréquence de bruine verglaçante et en quantité plus importante.

Il est toutefois difficile de se prononcer sur les quantités de pluie verglaçante et de neige mouillée en terrain montagneux, en raison notamment des différences importantes liées à l'orientation des pentes et à leur localisation géographique.

### 1.3 La détection et la mesure des précipitations verglaçantes

Les précipitations mesurées par les observateurs correspondent à deux grandes catégories : les précipitations solides et les précipitations liquides. La distinction est faite en fonction de l'état des précipitations dans l'air, juste avant qu'elles ne touchent le sol ou un objet. La neige, la grêle et le grésil constituent des précipitations solides. La pluie et la bruine constituent des précipitations liquides. Les précipitations verglaçantes sont considérées comme des précipitations liquides, car elles existent sous cette forme dans l'atmosphère.

#### 1.3.1 Les instruments de détection et de mesure

La mesure de la « hauteur » de précipitation – c'est en termes de hauteur que l'on mesure l'importance de la pluie et c'est aussi en termes de hauteur qu'on donne les prévisions de verglas – peut être faite par diverses méthodes et à partir de divers instruments, selon leurs particularités.

##### **Le pluviomètre manuel**

Le pluviomètre manuel est constitué d'un récipient cylindrique disposé à la verticale. Il est muni d'un entonnoir, qui canalise la précipitation dans un petit tube gradué où l'observateur relève la hauteur de la précipitation, après un temps donné. Techniquement, le diamètre de l'entonnoir est généralement de 20 cm, mais on peut utiliser des entonnoirs d'autres dimensions selon la résolution recherchée. Le rapport entre l'ouverture du cylindre et celle du

tube gradué est généralement de 10, ce qui permet une lecture 10 fois plus précise (ou dix fois plus rapide) de la hauteur de la pluie qui peut alors être mesurée avec une résolution de l'ordre du dixième de millimètre.

Figure 7

#### Le pluviomètre manuel



Lors d'un épisode de pluie verglaçante ou de grésil, l'observateur doit installer le pluviomètre sur un support ou sur la neige, sans utiliser l'entonnoir et le petit cylindre gradué. Au moment de l'observation, il doit faire fondre la précipitation verglaçante (solide) et verser l'eau provenant de la fonte dans le tube gradué. Il obtient ainsi une mesure de la hauteur équivalente en eau de la précipitation solide. L'examen de la précipitation dans le pluviomètre permet de déterminer le type de précipitation effectivement tombée.

#### Le pluviomètre à augets basculeurs

Le pluviomètre à augets basculeurs est similaire au pluviomètre manuel sauf que la précipitation s'y accumule dans un auget qui bascule après environ 0,2 mm de précipitation. Afin d'être utilisés dans des conditions de pluies verglaçantes, l'entonnoir et les augets doivent être chauffés et maintenus à une température légèrement supérieure au point de congélation. Pour éviter d'avoir à faire fondre la neige, il est aussi possible d'utiliser un bassin récepteur contenant de l'antigel.

Les données du pluviomètre à augets font souvent l'objet d'une corrélation avec les données d'un pluviomètre manuel, à cause des différences de mesure notables dans les accumulations de précipitation par les deux types d'instruments. De plus, le chauffage de l'instrument peut contribuer à augmenter les pertes par évaporation.

La hauteur de précipitation verglaçante peut être mesurée avec le pluviomètre à augets basculeurs qui ne peut cependant pas faire la discrimination entre les divers types de précipitation.

### **Le pluviomètre à pesée**

Le pluviomètre à pesée est constitué d'un cylindre dont l'orifice supérieur est disposé horizontalement; il recueille la précipitation qui s'y accumule dans un bac. De l'antigel peut être ajouté afin de faire fondre la précipitation. La différence de poids entre le début et la fin de la précipitation permet de calculer la quantité de précipitation.

Lorsque le cylindre de collecte est chauffé de façon adéquate, la précipitation verglaçante n'adhère pas aux parois et tombe dans le bac; les précipitations solides s'accumulent également dans le bac. Cet instrument ne permet donc de déterminer que la quantité de précipitation totale.

### **Le nivomètre**

Le nivomètre, un cylindre de cuivre exposé à l'air, sert à recueillir les précipitations solides afin d'en mesurer l'équivalent en eau. À des intervalles réguliers, de six heures et parfois moins, lors de fortes précipitations, un deuxième nivomètre est installé afin de récupérer les dépôts solides accumulés sur celui qui était déjà en place. La précipitation solide est fondue puis mesurée dans un tube gradué.

### **La « planche à neige »**

La hauteur de précipitation solide peut être mesurée en installant, au début de la période de mesure, une petite planche sur la neige, puis en mesurant l'épaisseur des dépôts accumulés à l'aide d'une règle. La résolution de ces mesures est de l'ordre de 0,1 cm.

Il faut cependant noter que le vent peut compacter la neige, le soleil peut la faire fondre ou la sublimer, une température de l'air supérieure à 0 °C peut encore en faire fondre une partie. La mesure de la précipitation solide à l'aide de la planche à neige est donc sujette à certaines erreurs. Ainsi, la hauteur du grésil est généralement difficile à mesurer sur une planche à neige et toute vérification devient pratiquement impossible lors d'épisodes de précipitation verglaçante.

### **Les scintillateurs à rayons infrarouges**

Les scintillateurs à rayons infrarouges émettent un rayonnement qui passe à travers une section de l'atmosphère chargée précipitation. Compte tenu que toutes les précipitations, incluant la pluie, sont opaques à l'infrarouge, l'intensité résiduelle, réduite de façon proportionnelle à l'intensité des précipitations, est mesurée par un des photodétecteurs. Le temps pendant lequel l'intensité lumineuse est réduite dépend de la vitesse de chute de l'hydrométéore<sup>10</sup> ainsi que de ses dimensions. L'importance de la réduction de l'intensité lumineuse dépend de la surface de l'hydrométéore. À partir des données ainsi recueillies et à l'aide d'algorithmes, il est possible de déduire la nature et les dimensions des hydrométéores.

Le scintillateur à rayons infrarouges éprouve généralement des difficultés à départager le grésil de la pluie verglaçante. Cependant, cet instrument permet (assez bien) de calculer les quantités de précipitation totale.

---

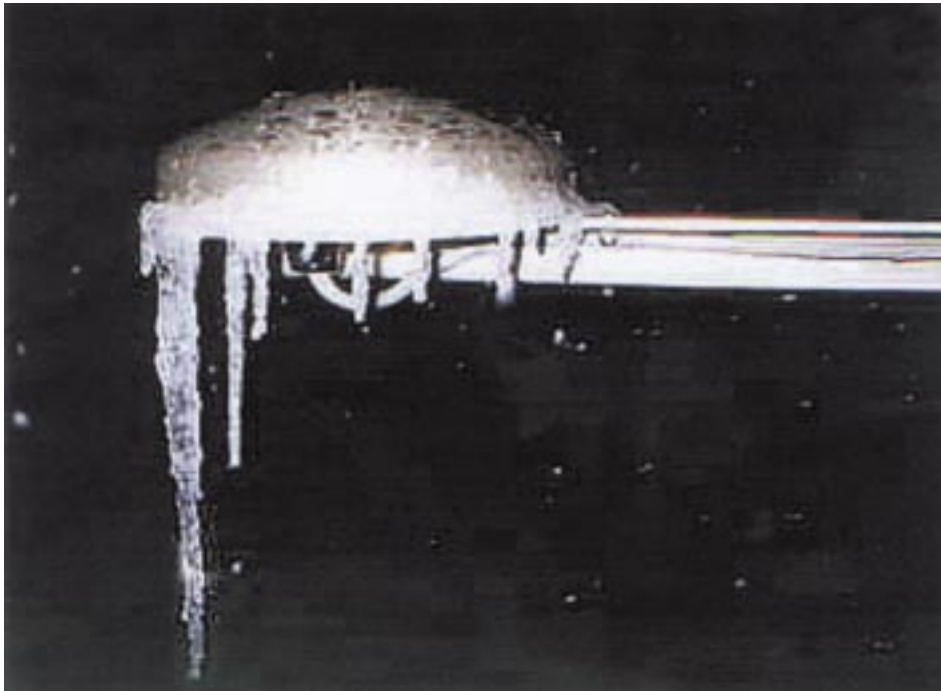
10. Tout phénomène qui se produit dans l'atmosphère peut être appelé météore; un hydrométéore désigne un phénomène atmosphérique pour lequel l'eau et l'humidité constituent les facteurs principaux, comme une goutte d'eau ou un flocon de neige, par exemple.

## Le détecteur de grêle et de grésil

Le fait que les fréquences sonores produites par la pluie, la neige, le grésil ou la grêle soient différentes lorsqu'elles entrent en contact avec une surface métallique a permis de mettre au point un détecteur de grêle et de grésil. Le «HIPS» (*Hail and Ice Pellet Sensor*) est constitué d'une coupole exposée aux précipitations. L'intensité sonore dépend de la masse de l'hydrométéore et de sa vitesse; l'analyse des sons créés lors des impacts sur la coupole permet donc de détecter les grêlons et le grésil.

Figure 8

Le détecteur de grêle et de grésil (HIPS)



Le HIPS possède le potentiel d'ajouter une information utile sur la survenue de grésil, capacité qui manque aux instruments présentement utilisés au Québec.

## Des détecteurs hybrides

Il est aussi possible d'utiliser des instruments hybrides<sup>11</sup>, constitués de plusieurs détecteurs:

- un scintillomètre à infrarouge, qui sert à mesurer la visibilité et les particules;
- un détecteur analogue à surface capacitive, qui détecte la quantité de précipitation;
- un détecteur de précipitation.

La surface capacitive peut être chauffée afin de détecter les précipitations verglaçantes et les précipitations neigeuses. Elle est inclinée à angle afin de favoriser l'écoulement de l'eau et de permettre un assèchement graduel de la surface. Grâce à ce détecteur, l'instrument peut

---

11. Comme le FD12P de la compagnie Vaisala S.A.

détecter l'apparition de grésil. En effet, si le scintillateur à infrarouge détecte de la précipitation qui pourrait être soit de la pluie verglaçante ou du grésil et s'il n'y a que très peu de précipitation détectée par la surface capacitive, cela implique qu'il s'agit de grésil. L'apparition de précipitations verglaçantes est vérifiée par un recoupement entre la température (qui doit être sous le point de congélation), la détection de précipitation par le scintillateur à infrarouge et par la détection de précipitation sur la surface capacitive.

### 1.3.2 Les radars météorologiques

Les ondes émises par des radars sont réfléchies par les hydrométéores. L'importance relative des précipitations est proportionnelle à la réflectivité de l'objet, elle-même fonction de sa composition et de sa grosseur. Il est donc possible d'estimer la quantité d'eau ou de neige dans les nuages à l'aide du radar.

Le radar météorologique le plus près de Montréal est situé à Sainte-Anne-de-Bellevue. Il appartient à l'Université McGill et ses images sont utilisées par Environnement Canada ainsi que plusieurs utilisateurs commerciaux et universitaires.<sup>12</sup> Ce radar utilise deux longueurs d'ondes pour étudier l'atmosphère: 10,4 cm (bande S) et 3 cm (bande X). Dans la bande S, le radar peut être utilisé en mode Doppler, faculté qui lui permet de déterminer la vitesse et la direction du vent ainsi que de la précipitation jusqu'à une distance de 125 kilomètres. Sa résolution spatiale est de l'ordre de 150 m. Le radar est en rotation continue et les données sont recueillies à 24 angles d'élévation (de 0,5 à 34,4°), à intervalles de 5 minutes.

Des études ont été faites afin de calibrer les observations par radar en fonction des taux de précipitation au sol. Des équations ont été développées pour des situations simples, telles que des cas de neige, par temps froid, et des cas de pluie, par temps chaud.

La réflectivité de la glace est beaucoup plus faible que celle de l'eau. La couche atmosphérique dans laquelle la précipitation neigeuse fond produit un écho radar très fort. En effet, les flocons de neige qui fondent possèdent un diamètre relativement grand et une forte réflectivité est produite par l'eau qui se trouve sur les flocons en fusion. Toutefois, des problèmes d'interprétation des quantités de précipitation surviennent lorsque la fonte des flocons se produit dans les deux premiers kilomètres au-dessus du sol. Le gel subséquent des gouttes d'eau tombant dans les 500 mètres inférieurs de l'atmosphère produit du grésil qui ne pourra probablement pas être détecté en tant que glace par le radar parce que ce changement se produit trop près du sol.

Par ailleurs, les météorologues utilisent aussi un autre système de détection radar dit «système POSS<sup>13</sup>». Ce dernier utilise l'effet Doppler: lorsque les ondes (de l'ordre du micro-mètre) émises par le radar sont réfléchies par les divers hydrométéores, le changement de la longueur d'onde observé est proportionnel à leur vitesse – comme beaucoup d'automobilistes l'ont appris à leurs dépens, les radars Doppler permettent de mesurer leur vitesse... –, tandis que l'intensité est proportionnelle à la réflectivité de l'objet et dépend de sa composition et de sa grosseur. Des algorithmes ont été développés afin de relier ces informations au type de précipitation et à leur intensité.

Pour distinguer entre la pluie et la pluie verglaçante, il faut recourir à des mesures de températures près du sol. Ce système éprouve cependant des difficultés importantes à distinguer entre la neige fondante, le grésil et la pluie verglaçante. Les très faibles intensités de précipitation

---

12. Certaines images sont disponibles sur Internet, avec un décalage d'environ six heures, et il est possible de les obtenir en temps réel, auprès d'Environnement Canada.

13. *Precipitation Occurrence Sensor System.*

sont également problématiques et certaines poussières ou même des insectes peuvent être confondus avec une précipitation. Le système POSS est utilisé par Environnement Canada, aux stations AWOS<sup>14</sup> ainsi que sur certains sites expérimentaux.

Figure 9

### Le détecteur des types de précipitation (POSS)



### 1.3.3 Autres techniques de mesure des précipitations

Certains instruments spéciaux ont été développés pour mesurer le spectre des gouttes de pluie. L'instrument de référence dans ce domaine est le distromètre<sup>15</sup> qui mesure le diamètre des gouttes de pluie, en fonction de la force d'impact. Cet instrument est utile pour les situations avec de la pluie, mais non pas celles avec de la neige ou de la pluie verglaçante.

Certaines techniques impliquent la détection du son émis par les gouttes d'eau lors de leur impact. Dernièrement, des chercheurs<sup>16</sup> ont mis au point une technique pour déterminer la distribution des gouttes de pluie en fonction de la fréquence sonore dans l'eau. Cette technique est surtout utile pour mesurer la précipitation en milieu marin, mais elle pourrait vraisemblablement être adaptée à la mesure de la précipitation dans un bassin d'antigel et ainsi permettre la mesure de la précipitation verglaçante et du grésil.

14. *Automatic Weather Observation Station.*

15. De Joss-Waldvogel.

16. J. NYSTUEN, *Acoustical rainfall analysis*, 1998. Voir aussi le site Internet suivant : [www. Ultrasat.apl.washington.edu/AIRS/smscpro/acoustical-rainFall.html](http://www.Ultrasat.apl.washington.edu/AIRS/smscpro/acoustical-rainFall.html).



## 1.4 La précision des instruments météorologiques

La précision des instruments est différente de la résolution et elle diminue souvent en fonction de la vitesse du vent.

Certains systèmes commerciaux permettent de faire la distinction entre le grésil et la pluie verglaçante.

Tableau 2

La précision des mesures de précipitation verglaçante*				
Instruments	Verglas seul	Grésil seul	Distinction entre grésil et verglas	Précipitation totale
Pluviomètre manuel	0,1 mm	0,1 mm	Très difficile	0,1 mm
Nivomètre	0,1 mm	0,1 mm	Difficile	0,1 mm
Planche à neige	Non	0,5 mm	Non	Non
Pluviomètre à augets basculeurs	0,2 mm	0,2 mm**	Non	0,2 mm
Scintillateurs dans l'infrarouge	0,1 mm	0,1 mm**	Imprécis	0,1 mm
HIPS	0,1 mm	0,1 mm	Possible	0,1 mm
FD12P	0,1 mm	0,1 mm	Possible	0,1 mm
POSS	0,1 mm	0,1 mm**	Imprécis	0,1 mm
Radar	Difficile	Difficile	Très difficile	Difficile
Dessus du glacimètre	1,0 mm	Non	Non	Non

\* Précision ou résolution, en équivalent en eau, de divers instruments de mesure de la précipitation verglaçante.

\*\* Le grésil est habituellement rapporté comme de la pluie ou de la pluie verglaçante.

### 1.4.1 L'équivalence en eau du grésil

Les procédures d'observations font en sorte que le nivomètre n'est normalement exposé à l'air que lorsqu'il y a de la précipitation solide et le pluviomètre n'est exposé que lorsqu'il y a de la précipitation liquide. Un problème se pose donc lorsque des précipitations solides et liquides tombent en même temps ou en alternance. Du 5 au 9 janvier 1998, on a vécu plusieurs épisodes de précipitations verglaçantes et de grésil.

Les procédures que doivent suivre les observateurs du réseau géré par Environnement Canada sont décrites dans le manuel de l'observateur (MANOBS). La prochaine version (8) du MANOBS devrait être disponible en 1999, mais il est peu probable qu'elle comporte une modification quant à la procédure actuelle d'observation du grésil abondant, entremêlé de précipitation verglaçante. La procédure actuelle (version 7) du MANOBS demande aux observateurs d'utiliser un facteur de conversion de 10 à 1 pour l'équivalent en eau du grésil. De l'avis des spécialistes du Groupe Climatologie, ce facteur de conversion est beaucoup trop élevé, car le grésil tombé durant la tempête du 5 au 9 janvier 1998 était constitué de gouttes d'eau gelée d'une plus grande densité que les flocons de neige.

Pour pouvoir distinguer adéquatement la pluie verglaçante du grésil, les observateurs de Dorval, en accord avec les inspecteurs d'Environnement Canada, ont modifié la procédure normale d'observation. On a remarqué que la précipitation verglaçante s'accumulait principalement sur les parois du nivomètre, à cause de l'angle avec lequel la précipitation tombe lorsqu'il vente ainsi qu'au gel rapide, après le contact. On a aussi noté que le grésil adhère peu aux parois, parce qu'il est solide, et qu'il s'accumule au fond du nivomètre. En extrayant soigneusement le grésil du fond du nivomètre, il est possible d'en mesurer la hauteur, dans un cylindre gradué. En faisant fondre la glace résiduelle dans le nivomètre, on obtient la hauteur de la pluie verglaçante. En faisant fondre le grésil, on obtient l'équivalent en eau du grésil. On peut alors déterminer la densité du grésil.

Pour les précipitations qu'on a connu dans le sud-ouest du Québec, du 5 au 9 janvier 1998, les observateurs de Dorval ont rapporté les relevés suivants.

- 99,8 mm de précipitation totale
- 17,6 cm de neige ou de grésil
- 39,8 mm de pluie verglaçante

Il n'a pas été possible pour les spécialistes de la Commission d'obtenir tous les relevés individuels qui auraient permis de calculer de façon plus précise l'équivalent en eau du grésil. Cependant, ils ont estimé qu'en supposant que toute la précipitation solide est tombée sous forme de grésil, le facteur de conversion d'équivalence en eau du grésil, à Dorval, a été de 2,93 (176/60) et la densité effective de 0,34 g/cm<sup>3</sup>.

#### 1.4.2 La densité du grésil

La façon dont le grésil s'accumule au sol influence sa densité<sup>17</sup> équivalente et l'épaisseur des accumulations. Des densités dépassant 0,6 g/cm<sup>3</sup> sont possibles pour le grésil. À l'autre extrême, il est possible que les grains de grésil soient de forme irrégulière et contiennent des inclusions d'air, ce qui réduit la densité du grésil. On constate que la densité du grésil se situe entre 0,35 et 0,6 g/cm<sup>3</sup>, soit beaucoup plus que la densité de 0,1 g/cm<sup>3</sup> généralement considérée pour la neige.

### 1.5 Les techniques d'interprétation des hauteurs de précipitation

L'interprétation des données de précipitation aux stations climatologiques devrait être faite en tenant compte de la hauteur de pluie dans le pluviomètre, de la proportion de pluie (dans le cas d'une alternance entre la pluie et la pluie verglaçante), de la hauteur de neige ou de grésil mesurée sur la planche à neige et du facteur de conversion des hauteurs de solide à liquide.

---

17. Si le grésil était constitué de sphères gelées d'un diamètre (D) occupant chacune un espace cubique dont les dimensions seraient égales au diamètre de la sphère, en tenant compte du changement de densité en passant de liquide à solide, le facteur de conversion devrait être égal à  $2,12 [(0,9 D^3) / (1/6) \pi D^3]$  et la densité de 0,47 g/cm<sup>3</sup>. Et, si la deuxième rangée de sphères était déphasée, pour s'insérer au plus bas point entre les sphères de la première rangée, le facteur de conversion d'équivalence en eau serait de 1,84 et la densité de 0,54 g/cm<sup>3</sup>.

Tableau 3

Les clés d'interprétation des données climatologiques					
Types de précipitation	Pluie	Verglas	Solide	EQ	Total
Pluie	$P$			1,0	$P$
Pluie verglaçante		$P$		0,9	$P$
Neige			$S$	0,1	$S \times EQ$
Grésil			$S$	0,3 à 0,6	$S \times EQ$
Neige et grésil				0,1 à 0,6	$S \times EQ$
Pluie verglaçante et grésil		$P - S \times EQ$	$S$	0,3 à 0,6	$P$
Pluie et pluie verglaçante	$P \times A$	$P \times (1-A)$			$P$

$P$ : hauteur de pluie dans le pluviomètre, en mm

$A$ : proportion de pluie dans le cas d'une alternance entre la pluie et la pluie verglaçante

$S$ : hauteur de neige ou de grésil mesurée sur la planche à neige, en cm

$EQ$ : facteur de conversion des hauteurs de solide à liquide

## SECTION 2

### 2.1 Les informations générales

La tempête de pluie verglaçante de janvier 1998 a non seulement affecté l'Ontario et le Québec, mais également le nord-est des États-Unis. Les systèmes météorologiques qui ont touché l'est de l'Ontario sont les mêmes que ceux qui ont affecté le sud-ouest du Québec, avec quelques heures de décalage.

Pour le Québec, le site internet d'Hydro-Québec (<http://www.hydro-quebec.com/>) donne un certain aperçu des informations sur la tempête de pluie verglaçante. On y mentionne notamment qu'il serait tombé «...de 50 à 90 mm de verglas en janvier 1998, dans tout le sud du Québec». Il n'est cependant pas précisé si les épaisseurs de verglas dont il est question correspondent à des épaisseurs de glace accumulée au sol ou sur les conducteurs électriques. Comme on le verra plus loin, des relevés de glace au sol<sup>18</sup> ont permis de mieux évaluer les quantités de précipitations et les hauteurs de verglas.

Pour l'Ontario, un rapport d'Ontario Hydro mentionne que 90 mm de précipitations verglaçantes sont tombés en cinq jours et que certaines lignes ont été recouvertes de 70 à 90 mm de glace. Rien n'indique spécifiquement indiqué s'il s'agit d'épaisseurs radiales équivalentes de glace ou s'il s'agit d'épaisseurs totales de glace. On y mentionne que la tempête de pluie verglaçante de 1998 peut être considérée comme la convergence de systèmes climatiques et d'accumulations de glace qui ne devrait se produire qu'une fois par intervalle de plusieurs centaines d'années. Les principales données dont il est question dans ce rapport portent sur la région d'Ottawa. Toutefois, des données concernant le Québec ont aussi été utilisées afin de quantifier l'événement sur la partie est de l'Ontario.

Aux États-Unis, des spécialistes<sup>19</sup> du *Cold Regions Research and Engineering Laboratory* (CRREL), mandatés par la *Federal Emergency Management Agency* (FEMA), ont étudié le phénomène et ses effets. Ils ont constaté que les plus fortes accumulations de verglas se trouvaient sur le flanc est des montagnes, à des altitudes inférieures à 1 300 m. À ces altitudes, il est probable que les gouttelettes d'eau surfondues des nuages ont contribué à l'accumulation de glace. De plus, contrairement à ce qui a été observé au Québec, dans le fond des vallées aux États-Unis, l'air est demeuré souvent assez chaud (au-dessus du point de congélation), ce qui a évité qu'on y connaisse de fortes accumulations de verglas.

Dans l'ensemble, pour le Québec et pour une bonne partie du nord-est de l'Amérique du Nord, la tempête de pluie verglaçante de janvier 1998 peut être qualifiée de «tempête du siècle». Selon les archives climatologiques dont les premiers relevés remontent au début des années 50, elle serait la pire en quantité et en durée.

---

18. Raymond PERRIER, mémoire présenté à la Commission scientifique et technique [verglas de janvier 98], 1998.

19. K. JONES et N.D. MULHERIN, *An evaluation of the severity of the January 1998 Ice Storm in Northern New England*, Report to FEMA Region 1, Cold Regions Research and Engineering Laboratory, New Hampshire, 1998, 67 p.

## 2.2 Le point de vue des météorologues

### 2.2.1 Les données sur les précipitations

La présence de grésil, tombé en même temps que la pluie verglaçante, a compliqué les observations des quantités de précipitation.

La plupart des données de précipitation rapportées lors de la tempête de pluie verglaçante doivent être interprétées avec prudence, en s'assurant qu'une valeur réaliste a été attribuée à la densité du grésil et que les quantités de précipitations verglaçantes ont été calculées en tenant en compte de tout contenu en grésil. La Commission a relevé des cas où de telles corrections n'avaient pas été apportées aux données utilisées.

Pour évaluer correctement les quantités de pluie verglaçante, il est primordial de vérifier les corrections apportées par les spécialistes du ministère de l'Environnement du Québec ou d'Environnement Canada aux données recueillies par les observateurs, afin de s'assurer que toutes les corrections sont compatibles avec la densité réelle du grésil. Il faut absolument séparer les hauteurs de neige de celles du grésil, sinon il n'est pas possible d'évaluer la hauteur réelle de la précipitation solide. Les corrections apportées aux données doivent être effectuées, chacune d'entre elles individuellement, et non sur l'ensemble des données.

### 2.2.2 Les données de la station météorologique de Saint-Hubert

À la station Saint-Hubert, la hauteur de la précipitation totale a été mesurée à l'aide du nivomètre, de sorte que cette valeur est connue de façon satisfaisante. On y a rapporté des hauteurs de 14,4 cm de grésil et de 79,2 mm de pluie verglaçante.

Cependant, on constate une surestimation de la hauteur du grésil ou de la hauteur de pluies verglaçantes. En effet, au lieu de considérer une densité de grésil de  $0,45 \text{ g/cm}^3$ , les observateurs de Saint-Hubert ont basé leurs estimations sur une densité de  $0,1 \text{ g/cm}^3$ . Sur la base de leurs calculs, si les hauteurs de la pluie verglaçante avaient été surestimées, les spécialistes de la Commission ont constaté que les corrections à apporter seraient telles que les calculs aboutiraient à des hauteurs de pluie « négatives » durant la soirée du 8 janvier, alors qu'on a observé à peu près autant de grésil que de pluie verglaçante. Il faut en conclure que ce sont les hauteurs de grésil qui ont été surestimés et qu'elles devraient être divisées par un facteur équivalent (de 4,5) au rapport entre la densité de grésil considérée par les spécialistes et celle qui a été retenue par les observateurs. Ainsi, au lieu des 14,4 cm de grésil rapportés à Saint-Hubert, il n'y en aurait eu que 3,2 cm. En considérant également la présence de traces de grésil (une quantité estimée à environ 0,1 cm), rapportées à sept occasions, la hauteur totale de grésil aurait été de 3,9 cm. L'écart correspondant aux traces de grésil, soit 0,7 cm, représente une hauteur équivalente de pluie de 3,1 mm.

La hauteur corrigée des précipitations de pluies verglaçantes serait donc de 76,1 mm, au lieu de 79,2 mm, et la hauteur de grésil de 3,9 cm, au lieu de 14,4 cm.

### 2.2.3 Les écarts observés dans d'autres stations climatologiques

Pendant le verglas, les conditions d'observation étant très difficiles, les hauteurs de précipitation n'ont pas toujours pu être mesurées avec la précision habituelle (0,1 mm). De plus, l'alternance entre les divers types de précipitations (pluie verglaçante, grésil ou pluie) n'a pas été relevée aussi fréquemment qu'il aurait été souhaitable de le faire, mais pas moins souvent toutefois que ne le font généralement les observateurs des stations climatologiques du ministère de l'Environnement et de la Faune. C'est notamment le cas des relevés effectués la nuit ou en soirée, alors que la pluie verglaçante a pu se changer partiellement en grésil et que les observateurs étaient moins en mesure de le noter ou d'estimer précisément la répartition entre les deux types de précipitation.

Les spécialistes de la Commission ont examiné les feuilles des relevés météorologiques effectués par les observateurs à certaines stations dans le but de d'établir le niveau des difficultés rencontrées par ces derniers dans leurs observations des hauteurs de précipitation et, ainsi, de déterminer le niveau de fiabilité des observations.

Tableau 4

Les relevés des hauteurs de précipitation verglaçante*											
Stations	5 janv.		6 janv.		7 janv.		8 janv.		9 janv.		Total
	8h00	18h00	8h00	18h00	8h00	18h00	8h00	18h00	8h00	18h00	
mm											
La Providence	4,1	7,1	23,4	7,4	0,0	TR	19,0	15,3	8,1	7,3	91,7
Sabrevois	1,4	2,6	18,0	9,0	0,0	TR	28,0	16,0	8,0	1,1	84,1
Saint-Amable (données non corrigées)	TR	14,0	24,0	4,2	TR	TR	8,8	17,0	11,2	6,0	85,2
Saint-Amable (données corrigées)	TR	11,0	24,0	4,2	TR	TR	2,8	11,0	2,2	3,0	52,2
Sainte-Madeleine	TR	3,4	16,0	6,0	8,0	5,0	16,0	6,9	9,0	12,0	82,3
Laprairie	2,0	8,0	30,0	22,0	18,0	TR	15,0	8,6	10,4	6,0	120,0

TR: traces

\* Telles que rapportées par les observateurs et validées par le ministère de l'Environnement et de la Faune. Les données de Saint-Amable ont été corrigées par le ministère de l'Environnement et de la Faune à l'automne 1998 en tenant compte de la densité du grésil.

Tableau 5

Les relevés des hauteurs de précipitation de grésil*											
Stations	5 janv.		6 janv.		7 janv.		8 janv.		9 janv.		Total
	8h00	18h00	8h00	18h00	8h00	18h00	8h00	18h00	8h00	18h00	
cm											
La Providence	1,5	7,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,5	0,0	11,1
Sabrevois	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Saint-Amable	TR	0,5	TR	1,0	0,0	0,0	1,0	1,0	1,5	0,5	5,5
Sainte-Madeleine	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	TR	0,6	TR	1,2
LaPrairie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

TR: traces

\* Telles que rapportées par les observateurs et validées par le ministère de l'Environnement et de la Faune.

### **À la station La Providence**

À Saint-Hyacinthe, la station La Providence est relativement bien équipée; l'observateur attiré est particulièrement expérimenté.

On y a rapporté 91,7 mm de pluies verglaçantes, accompagnées de 11,1 cm de grésil, dont l'équivalence en eau aurait été d'environ 50 mm, ce qui donnerait une précipitation équivalente en eau de 141,7 mm. Or, si la pluie mesurée contenait le grésil, il faudrait plutôt soustraire 50 mm du total de pluies verglaçantes, ce qui ne laisserait que 41,7 mm de précipitation verglaçante.

En examinant les données par période individuelle, on note qu'à 18h00, le 5 janvier, l'observateur a rapporté 7,1 cm de grésil et 7,1 mm de pluie verglaçante. L'équivalent en eau de 7,1 cm de grésil est de 32 mm, soit un total de 39,1 mm de précipitation en dix heures, données de beaucoup supérieures à ce qui a été rapporté ailleurs. Si l'observation correspondait à un grésil fondu, dont la densité avait été supposée de 0,1, on aurait alors reçu une hauteur réelle de grésil de 1,6 cm. Il semble donc qu'il faille diviser par 4,5 les hauteurs de grésil à La Providence; il n'y serait alors tombé que 2,5 cm de grésil, dont l'équivalent en eau était de 11,1 mm. Recalculée selon ces bases, la précipitation totale à La Providence aurait donc été de 102,8 mm. Il faut aussi tenir compte du contenu en grésil de la précipitation rapportée sous forme de pluie et du fait qu'il a peut-être été soustrait par l'observateur. En d'autres termes les 91,7 mm de pluies verglaçantes rapportées constituent-ils le total de la précipitation ou celui de la pluie seule? S'il s'agit de la précipitation totale, les pluies verglaçantes à La Providence auraient été de 80,6 mm (91,7 – 11,1) mais selon cette hypothèse, n'y aurait eu aucune précipitation verglaçante le 5 janvier, à 18h00.

L'interprétation la plus exacte se situe sans doute entre les deux dernières possibilités: la précipitation totale aurait été comprise entre 91,7 et 102,8 mm tandis que la précipitation verglaçante aurait été comprise entre 80,6 et 91,7 mm et la hauteur de grésil aurait été d'environ 2,5 cm.

### **À la station Sabrevois**

La station Sabrevois ne rapporte aucun grésil au cours de la période, ce qui est exceptionnel. Il est toutefois possible qu'une partie de la précipitation soit tombée sous forme de grésil en dehors des heures d'observation. Dans ce cas, les quantités relevées ont probablement été très faibles, au point de ne pas être détectables au moment où l'observateur a pu examiner le type de précipitation. Le total de pluies verglaçantes relevées à la station Sabrevois, soit 84,1 mm, apparaît néanmoins plausible.

### **À la station Saint-Amable**

Les données de la station Saint-Amable ont été corrigées par le MEF, en tenant compte du fait que le grésil se trouvait compris dans la précipitation verglaçante mesurée.

On y a considéré une densité du grésil égale à 0,6 g/cm<sup>3</sup>. Le MEF a donc estimé que les 5,5 cm de grésil avaient contribué à 33 mm d'équivalent en eau comptabilisé dans la pluie verglaçante, ne laissant plus que 52,2 mm de véritable pluie verglaçante à Saint-Amable. La hauteur du grésil a été rapportée avec une résolution de 0,5 cm, ce chiffre représente cependant une marge d'erreur relativement grande. De plus, le grésil qui est mesuré à une station climatologique est probablement recouvert de pluie verglaçante, ce qui pourrait contribuer à en augmenter l'épaisseur apparente. Considérant le fait que la densité utilisée pour le grésil est relativement élevée, on y constate facteurs pourraient causer une correction trop forte.

### À la station Sainte-Madeleine

À la station Sainte-Madeleine, la quantité totale de précipitation solide rapportée n'est que de 1,2 cm, dont 0,6 cm au début de la tempête à 8 h00 le 5 janvier ; elle pouvait également contenir de la neige. Seule une trace de pluie verglaçante est rapportée à ce moment-là. Les 8 et 9 janvier à 18 h00, deux autres observations rapportent une trace de précipitation solide, combinée à des quantités importantes de pluies verglaçantes. La hauteur totale de la précipitation verglaçante à cette station s'élève à 82,3 mm et celle de grésil est de 1,2 cm, donnant un résultat tout à fait plausible de 5,4 mm d'équivalent en eau pour une précipitation totale de 87,7 mm.

### À la station Laprairie

À la station Laprairie, la quantité de pluie verglaçante a été évaluée à 112 mm et la quantité de grésil à 8 cm. Si la précipitation totale est exacte, cela suppose une densité du grésil de 0,1 g/cm<sup>3</sup>, ce qui semble relativement faible. Si la densité du grésil était de 0,45 g/cm<sup>3</sup>, comme le suggèrent les spécialistes de la Commission, la quantité de pluie verglaçante serait alors de 84 mm, un niveau comparable à ce qui a été observé à Saint-Hubert.

La distinction entre pluie et grésil influence fortement le calcul des quantités de pluie verglaçante. L'estimation de 8 cm de grésil à Laprairie a été faite à partir des observations aux stations avoisinantes. Or, les hauteurs de grésil semblent avoir été exagérées à plusieurs de ces stations, dont celle de Saint-Hubert. L'estimation devrait donc sans doute être réduite par un facteur correspondant au rapport entre la densité réelle du grésil et celle qui est utilisée pour la neige. Ainsi, il serait tombé environ 1,8 cm de grésil à Laprairie et non 8 cm.

Pour plusieurs stations climatiques, l'évaluation des quantités de précipitation verglaçante effectivement reçue doit donc être interprétée avec prudence. Des corrections importantes doivent être apportées aux hauteurs de grésil relevées, lesquelles doivent parfois être réduites par un facteur de 4 à 6 par rapport aux valeurs rapportées. Ainsi, dans certaines stations climatologiques, les hauteurs de précipitation verglaçante ont pu être surestimées par plus de 30 mm.

#### 2.2.4 Les données des stations automatiques

Les spécialistes de la Commission ont pu comparer les données recueillies par les stations automatiques, de type AWOS<sup>20</sup>, à Saint-Hubert et à Sherbrooke, avec les relevés des observateurs rattachés à ces stations.

À Saint-Hubert, la station automatique a rapporté 22 observations horaires indiquant de la pluie, au lieu de la pluie verglaçante. Pendant ces observations, la température moyenne de l'air est pourtant restée sous le point de congélation, variant entre -6,5 °C et -0,5 °C, avec une moyenne de -4,2 °C. Pour sa part, l'observateur a généralement rapporté du grésil ou de la pluie verglaçante aux mêmes moments.

À Sherbrooke, on n'a relevé que trois rapports horaires par la station automatique, tous trois pour de la pluie par température pourtant inférieure à zéro, avec une moyenne de -3,1 °C.

À Saint-Hubert, la station automatique a rapporté cinq heures de neige, par des températures variant entre -5,8 à -9,7 °C, avec une moyenne de -8,2 °C. L'observateur, en devoir pendant une heure seulement, a plutôt rapporté un mélange de pluie verglaçante et de grésil.

---

20. Automatic Weather Observation Station.



Il faut noter que le grésil ne peut être observé par les stations automatiques de type AWOS; celles-ci le rapportent généralement comme de la pluie ou de la pluie verglaçante. Sauf dans les cas de précipitation très faible, la station automatique est cependant capable de distinguer entre la neige et la pluie.

### 2.3 Le déroulement de la tempête

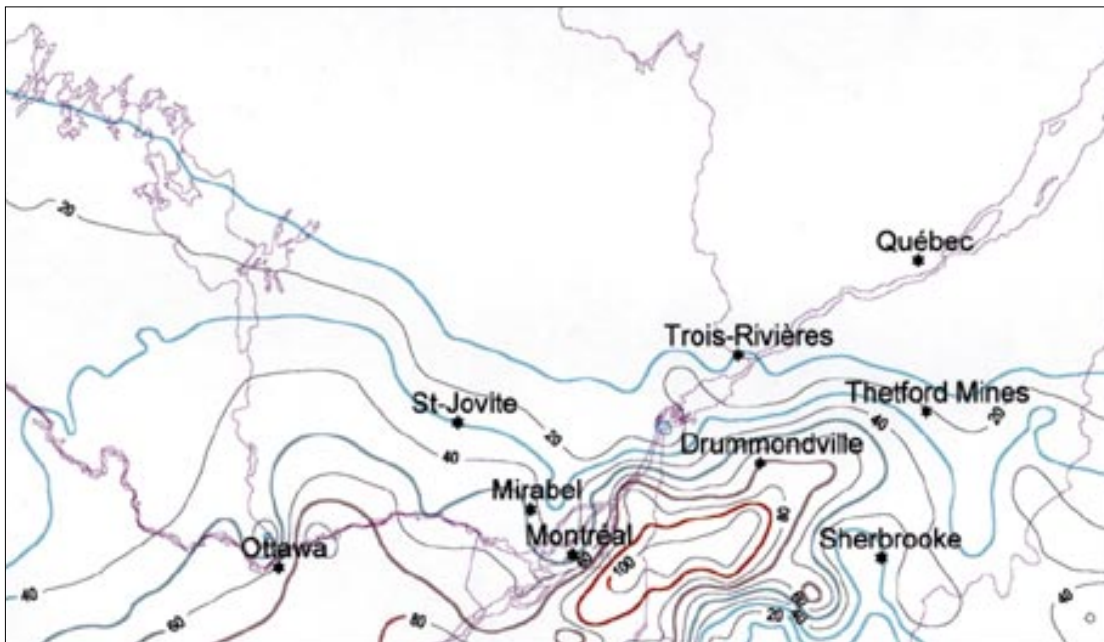
La tempête de pluie verglaçante a débuté dans la nuit du 4 au 5 janvier 1998; initialement sous forme de précipitation neigeuse, elle s'est rapidement changée en pluie verglaçante et en grésil.

Dès 08h00 le 5 janvier, les accumulations de pluie verglaçante maximales étaient d'environ 5 mm. Le sud-ouest du Québec était ainsi touché, jusqu'à une distance d'environ 100 km à l'est de Montréal. Le même jour entre 08h00 et 18h00 HNE, la précipitation verglaçante a continué en progressant lentement vers l'est, ajoutant sur les régions déjà affectées de 2 à 5 mm de verglas.

Les hauteurs maximales, supérieures à 100 mm, ont été rapportées pour une zone qui correspond à une mince bande qui s'étend de Laprairie à Acton Vale. On observe une décroissance rapide autour des valeurs maximales. Les valeurs maximales décroissent plus lentement parallèlement de la vallée que perpendiculairement. Il est tombé très peu de verglas à l'est de Trois-Rivières.

Figure 10

La cartographie des précipitations verglaçantes de janvier 1998<sup>21</sup>



Source: J. MILTON et A. BOURQUE, *Compte rendu climatologique de la tempête de verglas de janvier 1998 au Québec*, Environnement Canada, septembre 1998.

21. Les quantités de pluies verglaçantes reçues entre le 4 et le 10 janvier 1998 sont indiquées en fonction de compilations effectuées par Milton et Bourque (1998). Malgré les incertitudes sur certaines des données utilisées pour tracer cette carte, la Commission estime qu'elle représente l'évaluation la plus crédible des hauteurs de pluie verglaçante au niveau du sol.

Dans la nuit du 5 au 6 janvier, de fortes précipitations verglaçantes sont tombées sur le sud du Québec: en de nombreux endroits entre Ottawa et Drummondville, entre 18h00 le 5 janvier et 08h00 le lendemain matin, il est tombé plus de 20 mm de pluie verglaçante.

Par la suite, on a noté une accalmie et les précipitations relevées lors des observations de 18h00 le 6 janvier, et celles de 18h00 le 7 janvier, ont généralement été faibles. Une deuxième vague de précipitation verglaçante est apparue sur les relevés des précipitations cumulées de 18h00, le 7 janvier, à 18h00, le 8 janvier. Des accumulations locales de plus de 20 mm de pluie verglaçante ont alors été observées lors de chacune des périodes d'observation. Dans la région de l'Outaouais, cette deuxième vague semble s'être scindée en deux vagues séparées par une accalmie, entre 08h00 et 18h00, le 8 janvier.

La journée du 9 janvier 1998 s'est caractérisée par le passage rapide d'un orage causé par une perturbation en altitude; il a été bref et ne semble pas avoir laissé de quantités importantes de précipitation. Les précipitations verglaçantes relevées pour cette date restent généralement faibles, sauf à quelques endroits, comme au nord d'Ottawa où plus de 20 mm de pluie verglaçante ont été rapportés en début de journée.

Entre le 5 et le 9 janvier 1998, sur cinq jours, le sud du Québec a été balayé par d'importantes vagues de précipitation verglaçante. Il s'agit d'un phénomène très rare puisque la persistance de conditions propices aux précipitations verglaçantes sur plusieurs jours consécutifs – cinq jours dans le cas présent – constitue en soi un événement exceptionnel.

## **2.4 Un regard critique sur les prévisions météorologiques**

Environnement Canada émet un grand nombre de prévisions météorologiques: celles qui s'adressent au public, les alertes et les avertissements météo ainsi que les prévisions spécifiquement préparées pour les aéroports.

### **2.4.1 Les prévisions publiques**

Parmi les bulletins de prévisions publiques, les prévisions régionales à court terme (un à deux jours) et à long terme (trois à cinq jours) seront examinées. premières sont émises quatre fois par jour, aux heures locales suivantes: 05h00, 12h00, 16h00 et 20h00. Les secondes sont émises deux fois par jour, à 5h00 et 16h00.

#### **Les types de précipitation**

Les prévisions pour la région de Montréal et pour les autres régions touchées par le verglas, entre Vaudreuil et Drummondville, sont similaires, à quelques variantes mineures près. L'analyse des prévisions publiques qui avaient été faites pour Montréal est donc représentative de celles effectuées pour les régions avoisinantes.

Les prévisions à long terme du samedi 3 janvier annonçaient de la neige et du grésil pour la période allant du 5 au 7 janvier. Même si cette prévision s'est révélée inexacte pour la neige, la mention de grésil sous-entendait que des précipitations verglaçantes étaient envisageables, notamment en raison de la présence d'air chaud en altitude et d'air froid près du sol. La première mention de pluie verglaçante apparaît dans la prévision faite à 16h00, le 3 janvier: la précipitation verglaçante alors prévue ne devait durer que quelques heures, le lundi 5 janvier, et se changer en pluie par suite d'un réchauffement anticipé des températures. Les prévisions faites dans les heures qui ont suivi, jusqu'à midi le dimanche 4 janvier, allaient dans le même sens: elles annonçaient pour le 5 janvier des précipitations de neige se changeant

Tableau 6

Les types de précipitation prévues par Environnement Canada du 3 au 9 janvier pour la période du 5 au 10 janvier 1998																								
Date d'émission des prévisions	01-05 : lundi				01-06 : mardi				01-07 : mercredi				01-08 : jeudi				01-09 : vendredi				01-10 : samedi			
	00 h 00	06 h 00	12 h 00	18 h 00	00 h 00	06 h 00	12 h 00	18 h 00	00 h 00	06 h 00	12 h 00	18 h 00	00 h 00	06 h 00	12 h 00	18 h 00	00 h 00	06 h 00	12 h 00	18 h 00	00 h 00	06 h 00	12 h 00	18 h 00
03-05 h 00																								
03-16 h 00		ZR		R																				
03-20 h 00		ZR		R																				
04-05 h 00		ZR					R																	
04-12 h 00		ZR		R																				
04-16 h 00	S IP ZR	ZR IP		R						R														
04-20 h 00	S IP ZR	ZR																						
05-05 h 00		ZR IP		L		R				R														
05-12 h 00			ZR	L		R																		
05-11 h 36 A				ZR		R																		
05-16 h 00					ZR		R						R											
05-20 h 00					ZR		R					L												
06-05 h 00						ZR														IP? ZR?				
06-12 h 00										ZR														
06-16 h 00										ZR				ZR? IP?						IP? ZR?				
06-20 h 00										ZR				ZR? IP?										
07-05 h 00												ZR				ZR IP				ZR				
07-12 h 00												ZR			ZR IP									
07-16 h 00												ZR				ZR IP				ZR				
07-20 h 00												ZR				ZR IP								
08-05 h 00														ZR IP		ZR				ZR IP				
08-12 h 00														ZR IP		ZR				ZR IP				
08-16 h 00														ZR IP		ZR				ZR IP				
08-20 h 00															ZR					ZR IP				
09-05 h 00																ZR IP				R				
09-12 h 00																	ZR IP							
09-16 h 00																				L				
09-20 h 00																								

Dorval	S IP ZR	ZR IP	ZR	ZR IP	ZR ZL IP	ZR IP	ZR ZL IP	ZR IP
--------	---------	-------	----	-------	----------	-------	----------	-------

Codes	Pas de précipitation	L Bruine	Pluie ou pluie verglaçante	S IP ZR Neige et/ou grésil et/ou pluie verglaçante	?: Indique qu'Environnement Canada a prévu l'un ou l'autre des phénomènes
	Neige	R Pluie	Bruine verglaçante et/ou grésil	IP ZL ZR Pluie verglaçante et/ou bruine verglaçante et/ou grésil	
	Neige et/ou grésil	Bruine ou bruine verglaçante	Bruine verglaçante	IP ZR Pluie verglaçante et/ou grésil	
	IP Grésil	Bruine ou pluie verglaçante	Pluie verglaçante et/ou bruine verglaçante et/ou neige	ZR Pluie verglaçante	

Les précipitations liquides non verglaçantes sont indiquées en bleu, les précipitations solides en vert et les précipitations verglaçantes en rouge. Les teintes pâles correspondent à de la bruine et les teintes foncées à de la pluie. Le grésil est représenté par une couleur plus foncée que la neige. Aucune distinction n'a été faite sur la probabilité respective de chaque type de précipitation lorsque plus d'un type de précipitation était prévu. Afin de simplifier leur représentation, les périodes de prévision ont été subdivisées en quatre intervalles de six heures. Pour fins de comparaison, les précipitations finalement relevées à Dorval sont indiquées séparément.

en précipitations de pluie, qui se poursuivraient jusqu'au 7 janvier. Ce n'est qu'en fin d'après-midi, lors de la prévision de 16h00 le 4 janvier, que les météorologues ont commencé à entrevoir la possibilité que les précipitations prévues ne se changent en pluie verglaçante. Le risque de précipitations verglaçantes a alors été annoncé, débutant dans la nuit de dimanche à lundi. À 20h00, le 4 janvier, la prévision était révisée pour annoncer plutôt la persistance de la pluie verglaçante jusqu'au mardi 6 janvier, avec possibilité que le tout puisse se changer en pluie, sans verglas.

En prenant pour hypothèse que les relevés de Dorval sont représentatifs du type de précipitation qu'a connu la région de Montréal, on peut conclure que les prévisions faites de six à douze heures à l'avance concordent bien avec le type de précipitation effectivement observée par la suite.

Dans la nuit du 4 au 5 janvier, la précipitation qui a commencé en neige s'est rapidement changée en pluie verglaçante, mêlée de grésil. Pendant 24 heures, à compter de midi, le lundi 5 janvier, on a observé des précipitations essentiellement constituées de pluie verglaçante. Les prévisions émises le 5 janvier, pour les six heures qui ont suivi, concordent bien avec les conditions météorologiques observées. Par contre, les prévisions de 05h00 et de 12h00 ont été moins exactes en annonçant que la pluie verglaçante se changerait en pluie au cours de l'après-midi du 5 janvier et persisterait jusqu'au 7 janvier. La prévision à long terme laissait entendre qu'il tomberait de la neige les 8 et 9 janvier. Le 5 janvier, la prévision de 12h00 a dû être amendée, avant même d'être diffusée, pour annoncer que la pluie verglaçante persisterait pendant toute la journée et qu'elle ne se changerait en pluie que le lendemain matin. Dans leurs prévisions de 16h00 et de 20h00, le 5 janvier, les météorologues ont révisé leurs prédictions en reportant d'environ 6 heures le moment où la pluie verglaçante se transformerait en pluie et en changeant en pluie, leur prévision initiale de neige pour le jeudi 8 janvier.

L'analyse des prévisions météorologiques montre que les prévisions d'Environnement Canada commencent à annoncer toute l'ampleur du sinistre du verglas uniquement le 6 janvier. En effet, la prévision du 6 janvier à 12h00, annonce que les précipitations pourraient continuer à demeurer sous forme verglaçante, bien qu'il y ait des possibilités qu'elles se changent en précipitations non verglaçantes (bruine et pluie). Mais celle de 16h00 le même jour annonce que les précipitations verglaçantes, entremêlées de grésil, allaient durer au moins deux jours et que de la neige ou du grésil étaient aussi prévus pour le vendredi 9 janvier.

Les prévisions du 7 et du 8 janvier se sont avérées exactes puisqu'elles annonçaient que la pluie verglaçante allait persister jusqu'au vendredi 9 janvier. De plus, les prévisions du 9 janvier ont bien anticipé la fin du verglas, même si les précipitations non verglaçantes prévues pour cet après-midi là ne se sont pas matérialisées à Dorval et que les chutes de neige prévues pour le 10 janvier ne se sont pas produites, la précipitation ayant cessé avant minuit.

### **La prévision des températures**

L'écart (erreur quadratique moyenne) entre les températures prévues par Environnement Canada, en fonction de la période de prévision, du jour 1 au jour 5 de la tempête de pluie verglaçante, augmente du début du jour 1 au jour 4, mais diminue au jour 5<sup>22</sup>. Ces chiffres sont comparables aux statistiques d'Environnement Canada pour l'année 1997 et légèrement meilleures que celles de l'hiver 1997.

---

22. La diminution, au jour 5, semble fortuite et est probablement due aux prévisions exceptionnellement précises qui ont été faites.

Tableau 7

Les écarts entre les températures prévues et les températures observées*	
Périodes	Erreur quadratique moyenne (°C)
Jour 1	2,66
Jour 2	3,21
Jour 3	3,90
Jour 4	4,33
Jour 5	2,61

\* Erreur quadratique moyenne des températures prévues par Environnement Canada du 5 au 9 janvier 1998, selon cinq périodes de prévision, en comparant les températures maximums et minimums prévues pour la région de Montréal avec les températures relevées à Dorval.

À partir des données horaires de la station météorologiques de Dorval, les spécialistes du groupe Climatologie ont comparé les températures prévues, telles que données dans les prévisions publiques, ainsi que les températures maximales et minimales effectivement observées. Ces prévisions ont été assez exactes pour le lundi matin, le jeudi ainsi que le vendredi. Cependant, les prévisions des températures du mardi et du mercredi ont été surestimées de façon appréciable, notamment pour celles qui remontent au dimanche et au lundi.

La température moyenne entre le 5 et le 9 janvier a été de  $-3,8^{\circ}\text{C}$ , avec un écart-type de  $2,2^{\circ}\text{C}$ . La faible variabilité des températures a été causée par la présence permanente de nuages et la circulation continue du nord-est du système météorologique.

L'erreur moyenne associée à des prévisions de températures stationnaires de  $-8$  à  $0^{\circ}\text{C}$  a été évaluée. Des prévisions faites en utilisant une température constante entre  $-5,5$  et  $-2,0^{\circ}\text{C}$  auraient eu une erreur quadratique comparable et même inférieure à celles des prévisions des jours 1 à 5 faites par Environnement Canada. De même, une prévision dans la gamme de température entre  $-6$  et  $-1,5^{\circ}\text{C}$  aurait été plus fiable que la prévision du jour 2 faite par Environnement Canada.

La température moyenne minimale entre le 5 et le 9 janvier a été de  $-4,3^{\circ}\text{C}$ , avec un écart-type de  $1,3^{\circ}\text{C}$ , tandis que la température maximale moyenne a été de  $-2,4^{\circ}\text{C}$ , avec un écart-type de  $1,9^{\circ}\text{C}$ , ce qui démontre que les températures ont très peu varié durant cette période.

#### 2.4.2 Avertissements météorologiques











Le premier avertissement de précipitation verglaçante a été émis à 04 h 20, dimanche le 4 janvier 1998. Il prévenait la population que des précipitations verglaçantes auraient lieu le lundi 5 janvier.

Les avertissements de précipitation verglaçante ont été maintenus, sans interruption, jusqu'au 9 janvier, à 20 h 48, c'est-à-dire pendant tout l'épisode de verglas.

Tableau 8

Les températures prévues du 3 au 9 janvier, par Environnement Canada, pour la région de Montréal, pour la période du 5 au 9 janvier 1998												
Date de début de validité												
Date d'émission des prévisions	01-05: lundi		01-06: mardi		01-07: mercredi		01-08: jeudi		01-09: vendredi		01-10: samedi	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
03-05 h 00	-11		-7	-1								
03-16 h 00			-7	-1								
03-20 h 00												
04-05 h 00			2		1	3	-8					
04-12 h 00	-7											
04-16 h 00	-10					3	-8					
04-20 h 00	-10											
05-05 h 00						3			-7	-3		
05-12 h 00												
05-11 h 36 A												
05-16 h 00			-4		1	2			-7	-3		
05-20 h 00			-4			2						
06-05 h 00							-5				-7	-2
06-12 h 00				-1								
06-16 h 00							-5				-7	-2
06-20 h 00					-6		-5					
07-05 h 00											-5	-2
07-12 h 00												
07-16 h 00											-5	-2
07-20 h 00												
08-05 h 00									-4		-2	0
08-12 h 00									-4			
08-16 h 00									-4	0	-4	0
08-20 h 00									-4	0	-4	0
09-05 h 00										0	-4	0
09-12 h 00										0	-4	0
09-16 h 00											-4	1
09-20 h 00											-4	1
<b>Observations à Dorval</b>												
	-7	-3	-4	-1	-6	-5	-5	-3	-4	0		

**Différences de température entre les valeurs prévues et observées**

	-1		1		5
	-2		2		6
	-3		3		7
	-4		4		8

Le code de couleur des températures correspond à l'écart entre les prévisions et les observations : les sous-estimations apparaissent en vert ; les surestimations apparaissent en jaune puis en brun orangé, en fonction de l'importance relative de la surestimation.

Tableau 9

L'écart entre les prévisions basées sur une température constante et les températures observées à Dorval			
Température prévue (°C)	Erreur quadratique moyenne (°C)	Température prévue (°C)	Erreur quadratique moyenne (°C)
-8,0	4,7	-3,5	2,1
-7,5	4,2	-3,0	2,2
-7,0	3,8	-2,5	2,4
-6,5	3,4	-2,0	2,7
-6,0	3,0	-1,5	3,1
-5,5	2,7	-1,5	3,1
-5,0	2,4	-1,0	3,5
-4,5	2,2	-0,5	3,9
-4,0	2,0	0,0	4,3

### 2.4.3 Les prévisions pour l'aviation

Les prévisions météorologiques les plus précises sont celles qui sont faites pour l'aviation. Habituellement, ces informations sont disponibles avec une résolution d'une heure. À l'occasion, il arrive toutefois que des phénomènes soient prévus à une échelle de temps plus fine: ainsi le 9 janvier 1998, des cellules orageuses se sont déplacées très rapidement et ont affecté la région montréalaise.

Les informations contenues dans les recueils des prévisions faites pour l'aviation sont notamment plus précises que celles des prévisions publiques pour les paramètres suivants: la vitesse et la direction du vent; le type, la hauteur et la couverture des nuages; le moment du début et de la fin des orages ainsi que le type de précipitation. Cependant, ces recueils ne contiennent pas d'information sur les températures, ni sur les quantités de précipitation; ils ne sont valides que pour une période de 24 heures ou parfois moins.

### 2.4.4 La fiabilité des prévisions météorologiques

Malgré la fiabilité de ses prévisions à court terme, Environnement Canada n'avait pas anticipé l'ampleur de la tempête. Cet état de fait est illustré par l'extrait d'un rapport de ses spécialistes:

*«Au cours de la soirée du dimanche 4 janvier 1998 et faisant suite à une fin de semaine caractérisée par des températures moyennes légèrement au-dessus du point de congélation, des précipitations verglaçantes sont observées sur le sud de l'Ontario et se propagent rapidement, dans les heures subséquentes, vers le sud-ouest du Québec. Nul ne pouvait prévoir, à ce stade, le scénario bouleversant et mémorable que les conditions météorologiques réservaient à la population de l'est du pays et particulièrement à celle du sud du Québec, en ce début d'année<sup>23</sup>.»*

23. J. MILTON et A. BOURQUE, *Compte-rendu climatologique de la tempête de verglas de janvier 1998 au Québec*, Environnement Canada, Division des sciences atmosphérique et enjeux environnementaux, région du Québec, septembre 1998.





L'examen des prévisions émises par Environnement Canada a mis en lumière les difficultés auxquelles les météorologistes sont confrontés lorsque les conditions sont propices à la formation de pluie verglaçante. Va-t-il y avoir de la pluie, de la pluie verglaçante, de la neige ou du grésil? Y aura-t-il alternance entre ces quatre types de précipitation? Quelle forme de précipitation produira le plus d'accumulation?

Les prévisions du samedi annonçaient de la neige et du grésil, du lundi au mercredi. Les prévisions du dimanche annonçaient que la neige et le grésil se changeraient en pluie verglaçante le lundi matin, puis qu'il pleuvrait du lundi après-midi au mercredi soir. Les prévisions du lundi annonçaient que la pluie verglaçante se changerait en pluie dans les 6 à 18 heures suivant le début de la tempête; cette modification ne s'est pas produite. Les prévisions du mardi reflétaient l'incertitude sur le type de précipitation au cours des jours suivants, alors que celles du mercredi et du jeudi ont annoncé avec justesse que la précipitation verglaçante allait durer jusqu'au vendredi.

Comme on le constate, il demeure très difficile de prévoir avec justesse l'apparition de précipitation verglaçante plus de 18 ou 24 heures à l'avance, sauf dans les cas où les conditions météorologiques propices au verglas restent inchangées pendant plus de 24 heures et que le verglas est déjà présent lors de la préparation des prévisions.

Historiquement, l'erreur absolue pour les prévisions des températures 24 heures à l'avance a été d'un peu plus de 2 °C en moyenne, en 1997<sup>24</sup>. Pour l'ensemble de l'année, environ 45 % des prévisions de températures étaient alors exactes à un degré près et 70 % à deux degrés près. Par ailleurs, il semble qu'on ne peut pas faire des prévisions aussi exactes en hiver. Ainsi, pour l'hiver 1997, environ 35 % seulement des prévisions sont exactes à un degré près et 55 % à deux degrés près. La précision des températures requise pour déterminer un risque de pluie verglaçante, de pluie ou de grésil, est d'environ 1 °C, donc supérieure à la précision habituelle des prévisions. D'autres facteurs d'incertitude viennent aussi compliquer la prévision des risques de pluie verglaçante, notamment l'imprécision de la prévision des mouvements des systèmes météorologiques, l'incertitude sur la variation verticale de la température et de l'humidité, etc.

## 2.5 La climatologie

La Commission a obtenu d'Environnement Canada les données horaires et mensuelles des stations de Saint-Hubert, de Dorval et de Québec, pour les mois d'octobre à mars de 1953 à 1997. Elles ont permis au Groupe Climatologie de calculer un ensemble d'éléments statistiques sur la météorologie et la climatologie pour ces régions du Québec et sur divers épisodes de précipitation verglaçante qui s'y sont produits.

---

24. Environnement Canada, mémoire présenté à la Commission scientifique et technique [verglas de janvier 98], 1998, p. 18.

### **2.5.1 Les données météorologiques et climatiques**

Les données météorologiques horaires contiennent des informations sur l'apparition de pluie et de bruine verglaçantes, de grésil et d'averse de grésil. La hauteur de précipitation verglaçante est parfois disponible sur une base horaire.

Les données climatologiques quotidiennes contiennent des informations sur l'apparition de précipitation verglaçante ainsi que sur les hauteurs maximales de précipitations verglaçantes pour des intervalles de 5 minutes à 12 heures.

Les données climatologiques mensuelles contiennent des informations sur le nombre de jours de pluie ou de bruine se congelant.

Cependant, les données archivées restent limitées et souvent incomplètes. Leur archivage sur les hauteurs de précipitations verglaçantes est inadéquat et le manque de données historiques ne permet pas d'effectuer une étude aussi poussée qu'il aurait été souhaitable de la faire sur le phénomène des précipitations verglaçantes. En effet, il n'existe aucune distinction dans les archives entre la pluie verglaçante et une averse de pluie verglaçante, seule la distinction entre pluie et neige étant mentionnée. Il n'y a pas de données climatologiques sur les hauteurs des précipitations verglaçantes, ni sur les précipitations de neige et de grésil ou leur équivalent en eau. Il n'y a pas non plus de précision sur le nombre de jours de précipitation avec grésil ni de comptabilisation séparée pour l'apparition de pluie et de bruine se congelant à l'échelle de la journée ou du mois.

De l'avis du Groupe Climatologie, le manque d'information météorologique et l'absence de données historiques adéquatement archivées dans ce domaine constituent une lacune importante en relation avec les décisions et les mesures à prendre pour y faire face.

### **2.5.2 Des données supplémentaires sur les précipitations verglaçantes**

D'autres données météorologiques peuvent servir à combler en partie les lacunes sur l'archivage des données directement reliées aux précipitations verglaçantes.

En effet, les données météorologiques horaires contiennent des informations sur la vitesse et la direction du vent, la température du thermomètre sec ainsi que l'humidité relative. De plus, les données climatologiques quotidiennes contiennent des informations sur les températures maximale et minimale, l'humidité relative maximale et maximale, les hauteurs de précipitation par intervalles de six heures, la vitesse et la direction de la rafale maximale ainsi que les hauteurs quotidiennes de précipitation liquide, solide et totale.

Ces données peuvent aider à estimer les hauteurs des précipitations verglaçantes ainsi que les accumulations de verglas sur diverses surfaces.

### **2.5.3 L'analyse des hauteurs de précipitation verglaçante**

Il s'avère très difficile, sinon impossible, de déterminer les hauteurs de précipitation verglaçante et de grésil à partir des seules données archivées d'Environnement Canada.

La hauteur de précipitation verglaçante n'est pas rapportée séparément de la hauteur de précipitation liquide, posant ainsi un sérieux problème. Si, à l'intérieur d'un intervalle d'observation, lequel est de six heures, il y a eu à la fois de la précipitation liquide et de la précipitation verglaçante, il n'est pas possible de connaître la hauteur de précipitation verglaçante avec précision; celle-ci est «entachée» de la hauteur indéterminée de la précipitation liquide. L'utilité des données se trouve encore un peu plus réduite par le fait que les hauteurs de précipitation liquide et solide ne sont archivées qu'une fois par 24 heures. Il est donc très difficile de déterminer avec précision les hauteurs des précipitations verglaçantes dans les cas où différents types de précipitation sont tombés au cours d'une même journée.

Paradoxalement, le remplacement des observateurs par des stations automatiques complique aussi l'étude des précipitations verglaçantes. En effet, la plupart des stations automatiques ne peuvent distinguer les divers types de précipitation: elles ne permettent pas de savoir s'il s'agit de neige, de pluie verglaçante, de grésil ou de tout autre type de précipitation. Ainsi, pour les AWOS, qui constituent les stations automatiques les mieux équipées, le grésil ne peut être observé et il est confondu avec la pluie verglaçante ou la pluie. Par ailleurs, certaines stations (à Saint-Hubert et à Sherbrooke, par exemple) ont des observateurs en poste seulement durant le jour. Cette situation a des conséquences importantes sur la fiabilité des relevés climatologiques de ces stations pour toute étude des précipitations verglaçantes puisque le grésil n'y est rapporté que durant le jour. Durant la nuit, comme personne ne fait de relevé de grésil et toute précipitation verglaçante peut donc s'en trouver artificiellement augmentée. Aux stations automatiques, la distinction entre les précipitations solides et liquides demeure incertaine, surtout lorsque la température se situe près du point de congélation.

D'ici à ce que les stations automatiques soient dotées d'instruments permettant la distinction et l'identification de tous les types de précipitation, seule la hauteur de précipitation totale peut être considérée comme un paramètre fiable.

### **2.5.4 Le nombre de jours de précipitation verglaçante**

Le nombre de jours au cours desquels il y a eu de la précipitation verglaçante constitue un élément statistique de base. L'utilité de cette information est toutefois limitée parce qu'elle ne fait pas la différence entre les phénomènes de pluie verglaçante ou ceux de bruine verglaçante; elle ne prend pas en compte la sévérité des épisodes.

La moyenne du nombre de jours par année où des épisodes de pluie ou de bruine verglaçante ont été observés est de 11,7 à Saint-Hubert, de 12,5 à Dorval et 13,9 à Québec. Ces valeurs sont basées sur une analyse des données correspondant à la période d'octobre à mars, pour les années 1955 à 1990. Au cours de ces années, le nombre annuel de journées avec précipitation verglaçante a varié entre 3 et 22 à Saint-Hubert, entre 3 et 21 à Dorval et entre 6 et 30 à Québec.

Tableau 11

Le nombre de jours par année avec précipitation verglaçante							
Années*	Saint-Hubert	Dorval	Québec	Années*	Saint-Hubert	Dorval	Québec
1955	22	21	6	1973	18	20	30
1956	12	9	19	1974	15	17	15
1957	12	12	9	1975	11	18	16
1958	7	7	8	1976	16	20	12
1959	13	15	14	1977	12	13	11
1960	8	10	12	1978	13	15	13
1961	18	16	18	1979	9	13	14
1962	10	16	10	1980	12	13	13
1963	10	7	10	1981	5	7	8
1964	14	12	22	1982	10	13	12
1965	14	12	20	1983	15	17	17
1966	8	7	12	1984	10	13	17
1967	16	14	16	1985	14	12	10
1968	11	15	14	1986	12	15	18
1969	4	6	12	1987	8	4	8
1970	3	3	7	1988	8	7	12
1971	13	13	13	1989	12	13	10
1972	15	18	19	1990	11	8	22
				Moyenne	11,7	12,5	13,9

\* Pour deux périodes annuelles allant de janvier à mars et d'octobre à décembre.

C'est au cours du mois de décembre que des précipitations verglaçantes sont rapportées le plus fréquemment aux trois stations.

Tableau 12

Le nombre moyen de jours par mois avec précipitation verglaçante*			
Mois	Saint-Hubert	Dorval	Québec
Octobre	0,00	0,03	0,03
Novembre	1,17	1,22	2,25
Décembre	3,47	3,78	4,06
Janvier	2,78	2,67	3,25
Février	2,33	2,64	2,17
Mars	1,81	2,19	2,11

\* Données correspondant aux relevés effectués entre 1955 et 1990.

### 2.5.5 Le nombre d'heures de précipitation verglaçante

Les données horaires permettent de faire la distinction entre les épisodes de pluie verglaçante et ceux de bruine verglaçante.

Tableau 13

Le nombre moyen d'heures avec précipitation*						
Stations	Précipitation liquide	Bruine verglaçante	Pluie verglaçante	Neige	Grésil	Total
Saint-Hubert	257,6	14,0	16,8	505,7	16,6	810,9
Dorval	258,7	16,2	19,6	527,0	16,6	838,1
Québec	212,9	19,6	22,0	686,7	19,4	960,9

\* Période annuelle allant d'octobre à mars, pour les années 1953 à 1997.

Les données de Saint-Hubert et de Dorval se ressemblent. La fréquence des précipitations verglaçantes et de la neige est environ 2 à 6% plus élevée à Dorval. Québec connaît moins de journées avec précipitation liquide et plus de journées avec d'autres types de précipitation que les villes du sud-ouest de la province. Le nombre de journées avec grésil reste à peu près le même partout.

Tableau 14

Le nombre de jours de précipitation selon leur type*						
Stations	Précipitation liquide	Bruine verglaçante	Pluie verglaçante	Neige	Grésil	Total
Saint-Hubert	45,0	4,7	5,8	76,6	6,3	109,6
Dorval	44,7	5,0	6,1	78,1	6,3	111,4
Québec	36,3	6,5	6,6	90,4	6,6	116,7

\* Période d'octobre à mars, pour les années 1953 à 1997.

### 2.5.6 Le vent et les types de précipitation

On observe des variations importantes dans la relation entre le vent, son intensité et les types de précipitation.

Les conditions propices à la formation de bruine et de cristaux de glace sont semblables à celles de la formation de brouillard. Les vents y sont environ 23% plus faibles que dans l'ensemble de toutes les données de vent. Lors d'épisodes de bruine verglaçante, les vents sont légèrement plus forts que lors d'épisodes de bruine. On observe le même phénomène pour la pluie verglaçante, pour laquelle les vents moyens sont plus forts que lors de la pluie et des averses de pluie. Ce phénomène pourrait être lié au fait que les vents de surface, souvent associés aux précipitations verglaçantes, soufflent du nord-est dans une masse d'air froid. Lors d'épisodes de précipitations liquides non verglaçantes ceux-ci soufflent parfois du sud-ouest, dans une masse d'air chaud; ils ont tendance à y être plus faibles que dans une masse d'air froid. Les vitesses de vents plus élevées lors d'averses de neige sont probablement dues au fait que les vents soufflent plus forts peu après le passage d'un front froid, événement qui génère souvent des averses de neige.

Mais, fait surprenant, les analyses effectuées par le Groupe Climatologie ont montré que, contrairement aux attentes, les vents soufflent relativement fort lors d'épisodes de grésil. On se serait attendu à ce que leur vitesse moyenne, lors de tels épisodes, soit similaire à celle observée durant la pluie verglaçante. On constate plutôt que les vents sont en moyenne de 32 % supérieurs.

Tableau 15

La vitesse du vent et les types de précipitation*					
Types de précipitation	Saint-Hubert	Dorval	Québec	Moyenne des trois stations	Indice par rapport à tous les types de précipitation
	km/h				
Cristaux de glace	11,68	11,32	14,82	12,61	77
Bruine	14,46	13,86	12,03	13,45	82
Bruine verglaçante	14,64	14,68	14,75	14,69	89
Neige en grains	17,93	16,52	18,90	17,78	108
Pluie	19,19	17,69	16,75	17,88	109
Neige	19,63	18,49	17,84	18,65	113
Averse de pluie	21,68	19,42	16,50	19,20	117
Pluie verglaçante	19,52	20,20	19,72	19,81	121
Neige roulée	23,99	19,24	19,46	20,90	127
Averse de neige	21,47	21,25	20,38	21,03	128
Averse de grésil	22,29	24,72	22,09	23,03	140
Grésil	25,21	26,70	26,54	26,15	159
Aucune précipitation	16,25	15,32	15,85	15,81	96
Tous	16,98	16,01	16,32	16,44	100

\* Vitesses moyennes des vents et types de précipitation rapportées dans les relevés horaires aux stations Saint-Hubert, Dorval et Québec, d'octobre à mars, au cours des années 1953 à 1997.

### 2.5.7 La température et les types de précipitation

Les cristaux de glace sont souvent produits par températures très froides lorsque l'air est humide. La température moyenne à laquelle ils sont rapportés aux trois stations étudiées est de  $-17,71^{\circ}\text{C}$ , une température inférieure de  $12^{\circ}\text{C}$  à la température moyenne à laquelle la neige est rapportée. Les précipitations de neige reliées à des phénomènes convectifs (averse de neige, neige en grains et neige roulée) se produisent en moyenne à des températures plus chaudes que lorsqu'il neige, les averses se produisant par temps instable, quand les températures au sol sont relativement chaudes par rapport aux températures en altitude.

La bruine verglaçante et le grésil sont rapportés à des températures moyennes d'environ  $-3^{\circ}\text{C}$ , ce qui est approximativement  $1^{\circ}\text{C}$  plus froid que la température moyenne observée pendant la pluie verglaçante. Les données archivées ne contiennent pas d'information sur les averses de pluie verglaçante, mais en fonction du réchauffement remarqué pour les phénomènes convectifs, il est probable que la température moyenne lors d'épisodes d'averses de pluie verglaçante soit plus élevée d'un degré que lors d'épisodes de pluie verglaçante. Par ailleurs, on relève une température moyenne d'environ  $2,5^{\circ}\text{C}$  plus chaude pour les averses de grésil que pour le grésil. La bruine se produit à une température moyenne légèrement inférieure à celle de la pluie. La température moyenne lors des averses de pluie est la plus élevée, conséquence normale dans les cas convectifs impliquant généralement une température élevée au sol.

Tableau 16

La température moyenne de l'air et les types de précipitation*				
Types de précipitation	Saint-Hubert	Dorval	Québec	Moyenne des trois stations
	°C			
Cristaux de glace	-17,68	-17,04	-18,41	-17,71
Neige	-5,46	-5,65	-6,06	-5,72
Averse de neige	-3,87	-3,74	-4,51	-4,04
Neige en grains	-3,28	-3,82	-3,50	-3,53
Bruine verglaçante	-3,35	-3,48	-2,70	-3,17
Grésil	-2,69	-3,03	-2,99	-2,90
Pluie verglaçante	-1,99	-2,25	-1,54	-1,92
Neige roulée	-0,38	-1,58	-1,70	-1,22
Averse de grésil	-0,60	-0,58	0,03	-0,38
Bruine	4,49	4,37	4,48	4,45
Pluie	5,05	5,12	4,51	4,90
Averse de pluie	7,91	7,88	6,77	7,52
Aucune précipitation	-2,21	-2,07	-4,17	-2,82
Tous	-2,13	-2,10	-4,03	-2,75

\* Températures moyennes et types de précipitation rapportées dans les relevés horaires aux stations Saint-Hubert, Dorval et Québec, d'octobre à mars, au cours des années 1953 à 1997.

La neige et les cristaux de glace ont été observés à des températures inférieures à  $-30^{\circ}\text{C}$  alors que la bruine verglaçante, le grésil et la pluie verglaçante l'ont été à des températures inférieures à  $-17^{\circ}\text{C}$ . L'observation de pluie verglaçante à  $-17^{\circ}\text{C}$  ne s'est produite qu'une seule fois à Dorval, relevé apparaissant toutefois exceptionnel. Si on exclut cette valeur, la température minimale à laquelle la pluie verglaçante a été observée serait de  $-13^{\circ}\text{C}$ . Par ailleurs, il faut noter que la pluie et la bruine sont à l'occasion rapportées par des températures inférieures à  $0^{\circ}\text{C}$ . Ceci est possible lors d'un refroidissement rapide de l'air dont la température chute soudainement sous le point de congélation alors que les objets au sol se refroidissent plus lentement et sont encore à une température supérieure au point de congélation lors de la précipitation. Le phénomène inverse a également été rapporté, de la pluie et de la bruine verglaçante ayant été observées à des températures atteignant  $3^{\circ}\text{C}$ . Pour obtenir cette réaction, il faut un réchauffement brusque de la température de l'air lors de la précipitation, pendant que celle des objets au sol n'a pas le temps de passer au-dessus du point de congélation.

Tableau 17

Les températures minimum et maximum de l'air et les types de précipitation*								
Types de précipitation	Saint-Hubert		Dorval		Québec		Ensemble	
	Minimum	Maximum	Minimum	Maximum	Minimum	Maximum	Minimum	Maximum
°C								
Cristaux de glace	-30	-2	-30	1	-31	-3	-31	1
Neige	-31	4	-33	6	-31	6	-33	6
Averse de neige	-27	2	-25	6	-29	8	-29	8
Neige en grains	-17	1	-23	4	-27	4	-27	4
Bruine verglaçante	-18	3	-18	0	-15	1	-18	3
Grésil	-16	2	-17	6	-15	4	-17	6
Pluie verglaçante	-12	3	-17	1	-12	3	-17	3
Neige roulée	-8	2	-13	5	-21	4	-21	5
Averse de grésil	-12	6	-11	8	-8	6	-12	8
Bruine	-1	19	0	19	-2	18	-2	19
Pluie	-1	19	-1	21	-3	20	-3	21
Averse de pluie	0	23	0	25	0	21	0	25
Aucune précipitation	-33	27	-36	28	-34	25	-36	28
Tous	-33	27	-36	28	-34	25	-36	28

\* Températures minimum et maximum de l'air et types de précipitation rapportées dans les relevés horaires aux stations Saint-Hubert, Dorval et Québec, d'octobre à mars, au cours des années 1953 à 1997.

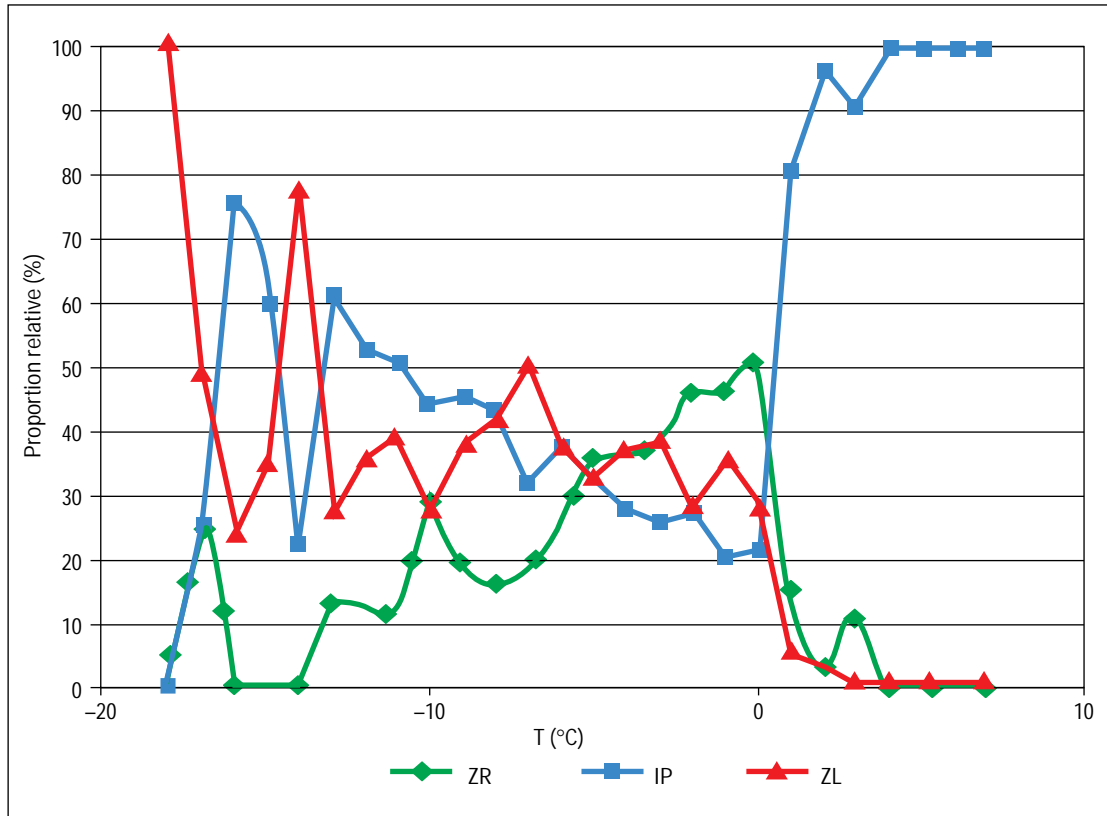
Le type de précipitation dépend de la température de l'air. Les statistiques montrent que le grésil se produit à une température moyenne de 1 °C inférieure à celle de la pluie verglaçante, mais que la gamme de températures correspondant à la pluie verglaçante s'étend d'environ -13 °C à 3 °C et celle du grésil de -17 °C à 6 °C. Il demeure donc difficile de départager les deux types de précipitation en se basant uniquement sur la température.

À des températures inférieures à -10 °C, le grésil et la bruine verglaçante dominent ; ils sont présents respectivement dans 52 % et 38 % des observations. La pluie verglaçante n'apparaît que dans 10 % de ces observations. Entre -11 °C et 0 °C, la proportion attribuée à la pluie verglaçante augmente graduellement pour atteindre 50 % à 0 °C. La proportion attribuée au grésil diminue graduellement pour se situer à environ 20 % à 0 °C. Celle de la bruine verglaçante oscille autour de 30 % dans cette gamme de températures. Au-delà de 0 °C, les proportions attribuées à la pluie verglaçante et à la bruine verglaçante chutent rapidement pour devenir nulles au-delà de 4 °C.



Graphique 3

Les proportions de pluie verglaçante, de grésil et de bruine verglaçante\*



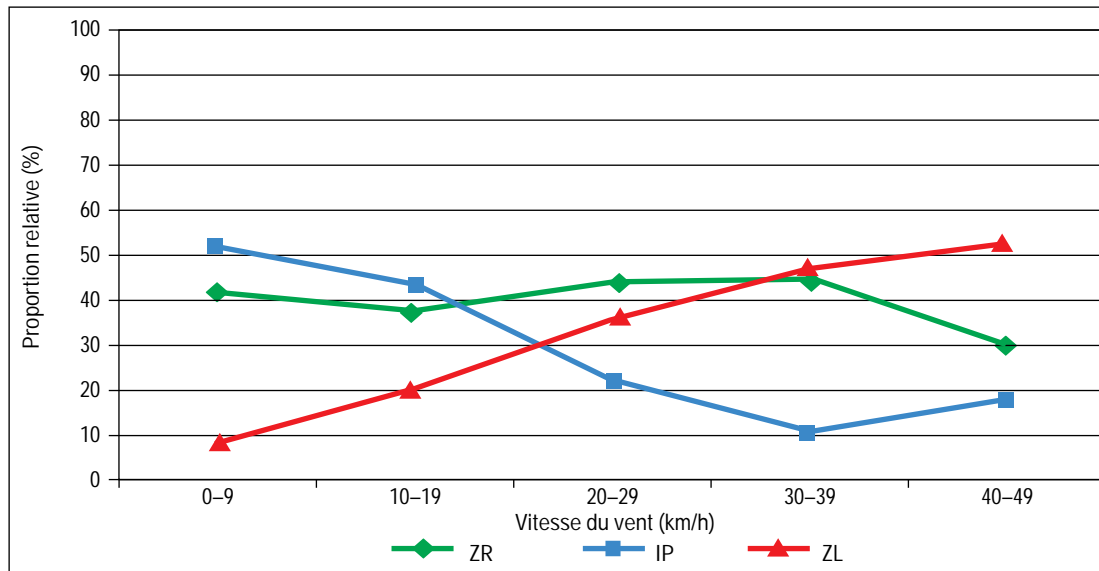
\* Variation des proportions relatives de pluie verglaçante (ZR), de grésil (IP) et de bruine verglaçante (ZL) lorsque au moins un de ces types de précipitation est rapporté dans les observations horaires dans chacune des stations de Saint-Hubert, de Dorval et de Québec.

Les données considérées correspondent à la période allant de 1953 à 1997.

La bruine verglaçante est fréquente lorsque les vents sont faibles et rare lorsque les vents sont forts. Le grésil montre un comportement inverse. La proportion de pluie verglaçante observée est d'environ 40% (en terme de hauteur de précipitation) pour des vents inférieurs à 40 km/h; elle diminue rapidement lorsque les vents dépassent 40 km/h.

Graphique 4

**La variation des types de précipitation et la vitesse du vent**



\* Variations proportionnelles des types de précipitations et vitesse du vent telles que relevées à la station de Saint-Hubert, lorsque la température de l'air varie entre -1 et + 5°C.

Lorsque la température dépasse 1 °C, la probabilité de précipitation verglaçante diminue très rapidement et il s'agit d'un phénomène de courte durée. En proportion, le grésil est alors le plus fréquent, surtout lorsque la vitesse des vents augmente.

Il existe un lien complexe et étroit entre le type de précipitation, la température de l'air et la vitesse des vents. Bien qu'elle n'ait porté que sur trois stations et trois types de précipitation, l'étude du Groupe Climatologie a permis de dégager les constatations suivantes :

- la proportion de bruine verglaçante est relativement élevée lorsque les vents sont faibles;
- la proportion de bruine verglaçante diminue à mesure que la vitesse des vents augmente;
- la proportion de grésil augmente en fonction de la vitesse des vents;
- la proportion de pluie verglaçante est maximale lorsque la température est près de 0 °C;
- la proportion de grésil est maximale lorsque les températures passent un peu au-dessus de 0 °C.

**2.5.8 Des niveaux records de précipitations verglaçantes**

Le record pour la plus importante quantité de précipitation liquide est de 152,6 mm; il a été établi le 12 novembre 1996 au cours d'une séquence qui ne comportait aucune précipitation verglaçante.

Quant au verglas proprement dit, le total de 79,2 mm de précipitation liquide rapporté à la station de Saint-Hubert lors de la tempête de pluie verglaçante de janvier 1998 constitue une valeur plus élevée que celle observée au cours des 30 épisodes correspondant au plus grand nombre d'heures de verglas répertoriées jusqu'à présent. En janvier 1998, on a reçu en 5 jours ce qu'on reçoit normalement en 5 mois.

Lors d'épisodes de verglas, il est généralement difficile de mesurer avec précision la vitesse moyenne des vents puisqu'il arrive souvent qu'à cause des dépôts de glace l'anémomètre ne fonctionne pas correctement. Durant la tempête de verglas de janvier 1998, on a néanmoins relevé une vitesse moyenne de 21,9 km/h, donnée plus élevée que la moyenne de 18,1 km/h des vents lors des 30 épisodes avec le plus grand nombre d'heures de verglas. Par ailleurs, en janvier 1998, les 23 heures avec grésil, constituent une évaluation minimale puisqu'il n'y a eu que les observations de la station automatique lors des deux premières nuits de l'épisode (la station automatique ne pouvant pas rapporter du grésil). Les 85 heures avec précipitation verglaçante de janvier 1998 représentent plus du double des 38 heures observées en 1995. Il s'agit donc de l'événement le plus exceptionnel du point de vue du nombre d'heures avec précipitation verglaçante en 45 années de données à Saint-Hubert.

Tableau 18

Les plus intenses épisodes de précipitations verglaçantes antérieurs à janvier 1998 *									
Date de fin d'épisode	Hauteurs de précipitation (mm)			Vent (km/h)	Température (°C)	Nombre d'heures			
	Liquide	Solide	Totale			Pluie	Neige	Verglas	Grésil
17 janvier 1995	47,8	9,0	58,4	18,0	-1,8	24	3	38	7
2 janvier 1985	13,8	27,9	53,6	17,8	-9,0	2	28	25	14
17 décembre 1965	5,9	20,6	25,9	11,0	-3,1	4	43	22	2
6 mars 1991	23,5	14,6	38,9	19,9	-1,9	14	13	22	20
2 janvier 1993	9,8	2,1	12,9	17,3	-5,3	0	8	22	8
28 février 1957	27,4	0,5	27,9	12,8	-1,6	13	6	20	0
28 février 1961	21,9	16,5	38,5	30,4	-2,6	0	13	19	7
1 <sup>er</sup> janvier 1965	8,6	16,8	25,8	21,1	-6,0	0	18	19	0
28 janvier 1967	14,5	17,8	34,3	22,1	-5,0	1	16	18	4
15 décembre 1983	54,4	16,1	80,3	15,5	-0,8	25	11	18	9
25 février 1985	42,3	0,0	42,3	18,7	0,3	29	6	18	0
30 novembre 1982	7,4	6,2	13,6	15,4	-0,7	0	31	17	1
10 décembre 1972	14,0	14,2	27,7	22,4	-4,7	10	21	15	1
24 mars 1978	18,3	18,6	32,9	16,3	-1,4	0	26	15	6
8 décembre 1991	4,8	32,0	46,0	18,7	-10,1	0	40	15	8
20 février 1992	10,2	15,0	25,4	17,5	-2,8	7	26	15	6
31 décembre 1954	11,7	50,2	61,9	16,3	-2,4	6	31	14	7
28 décembre 1955	1,3	3,3	4,6	15,5	-11,1	0	10	14	0
28 janvier 1983	7,7	5,4	12,5	18,4	0,1	14	19	14	4
6 mars 1989	7,8	9,6	18,6	14,6	-6,9	0	12	14	6
16 décembre 1959	3,5	13,7	17,2	26,6	-3,0	0	23	13	7
13 décembre 1967	39,7	7,9	49,6	13,7	-0,2	12	7	13	1
20 février 1990	3,0	13,6	17,4	22,9	-6,1	0	17	13	5
15 janvier 1953	2,0	10,2	12,2	16,8	-2,4	6	18	12	0
23 décembre 1953	22,4	22,1	44,5	8,5	-2,1	25	19	12	0
19 février 1961	13,5	0,8	14,2	20,4	-2,6	10	14	12	3
22 décembre 1961	1,5	20,9	22,4	15,4	-3,9	0	54	12	1
24 janvier 1974	27,7	7,2	36,3	22,8	-4,2	16	2	12	5
5 mars 1976	17,5	9,9	27,1	18,8	-4,3	5	19	12	3
29 décembre 1982	28,1	0,4	28,5	16,3	2,4	30	0	12	0
<b>Moyenne</b>	<b>17,1</b>	<b>13,4</b>	<b>31,7</b>	<b>18,1</b>	<b>-3,4</b>	<b>8,4</b>	<b>18,5</b>	<b>16,6</b>	<b>4,5</b>
<b>10 janvier 1998</b>	<b>79,2</b>	<b>3,2</b>	<b>93,7</b>	<b>21,9</b>	<b>-4,0</b>	<b>0</b>	<b>8</b>	<b>85</b>	<b>23</b>

\* Épisodes avec le plus grand nombre d'heures de précipitations verglaçantes pendant 5 jours consécutifs, tels que relevés à la station de Saint-Hubert, d'octobre à mars, au cours des années 1953 à 1997.

L'examen des données de Dorval a démontré que les vents et les températures qui ont prévalu en janvier 1998 ont été près des moyennes pour l'ensemble des 30 épisodes avec le plus grand nombre d'heures de précipitation verglaçante. La hauteur de précipitation liquide (39,8 mm) dépassée lors de trois épisodes précédents n'est donc pas exceptionnelle à Dorval. La précipitation totale à 99,8 mm représente une plus forte quantité que celles rapportées lors des 30 autres épisodes. Dans l'ensemble, seul l'épisode de pluie (sans verglas) de novembre 1996 excède cette hauteur. Les 77 heures de précipitations verglaçantes que le sud-est du Québec a connues en janvier 1998 représentent plus de 2,6 fois le record précédent du nombre d'heures avec précipitations verglaçantes en cinq jours. Ceci en fait un événement exceptionnel. De même, les 51 heures avec grésil de janvier 1998 excèdent par un facteur 3 le record précédent (16 heures).

À Québec, en janvier 1998, les températures plus froides d'environ 3 degrés ont occasionné des chutes de neige et de grésil sans grande précipitation verglaçante (3 heures). Les vents ont également été sensiblement plus forts qu'aux deux autres stations. Le nombre d'heures avec neige est très élevé, soit 93, excédant le plus grand nombre d'heures avec neige en cinq jours établi auparavant (76). Le nombre d'heures avec grésil dépasse aussi de 4 heures, le record précédent (20).

### SECTION 3

Les premières études sur l'accumulation du verglas sur les structures ont été effectuées au début du vingtième siècle après de nombreux bris de lignes télégraphiques le long des voies ferrées. L'intérêt plus récent pour le verglas, aussi bien au Canada qu'aux États-Unis, fait suite à plusieurs effondrements de pylônes de télécommunication et de lignes de transport d'électricité depuis les années 50.

Plusieurs instruments ont été développés dans le but de mesurer les effets du verglas sur les structures. Hydro-Québec a d'ailleurs innové dans ce domaine en développant le glacimètre et le givromètre<sup>25</sup>. Ainsi, Hydro-Québec possède une base de données permettant d'évaluer les risques associés au verglas pour son réseau. Des campagnes de mesures du verglas ont eu lieu dans plusieurs pays; elles étaient limitées, portaient sur des sites spécifiques ou furent abandonnées après peu de temps.

La plupart des normes de conception nationales et internationales<sup>26</sup> sont basées sur des observations indirectes du verglas, dérivées de modèles empiriques ou physiques, et d'un répertoire historique des observations météorologiques. Des différences importantes existent entre les critères de conception retenus par les entreprises, entre provinces et pays: il demeure très difficile de prévoir la fréquence et la sévérité des épisodes de verglas. Les critères de conception sont généralement déterminés en fonction d'un site donné (risques ponctuels) et ne reflètent généralement pas les risques réels (risques régionaux) de bris pour une ligne de transport d'électricité. Les critères régionaux applicables à un plus grand territoire, sont déterminés à partir des valeurs maximales propres à plusieurs stations adjacentes lors d'une tempête<sup>27</sup> ou à partir d'un échantillonnage d'observations annuelles maximales<sup>28</sup>. Le choix du nombre et de la localisation des stations dépend de la similitude des phénomènes observés et de la dimension des installations à concevoir. Cette approche entraîne une sous-estimation des risques associés au verglas pour les lignes à cause de leur grande étendue spatiale<sup>29</sup>: l'analyse de la relation entre les valeurs maximales locales et régionales montre que la sévérité des critères de conception double entre les valeurs ponctuelles et les valeurs régionales. Les spécialistes québécois<sup>30</sup> ont développé des critères de conception basés sur des observations effectuées dans plusieurs stations de mesure. Par expérience, ils ont été amenés à combiner les mesures effectuées sur un certain nombre de stations – dans la pratique il s'agit de *triades* de stations présentant des similitudes –, de manière à mieux prendre en compte les conditions qui prévalent sur des territoires relativement étendus, pour des tronçons de lignes pouvant avoir de 50 à 100 km de longueur.

---

25. Pour des informations plus précises sur les instruments de surveillance du verglas voir «La surveillance du verglas» dans le présent volume, livre 1, chap 1. sous-chapitre.

26. CSA S37-94, OHBDC-91, ASCE 1993, ASCE 1991, ASCE 1996, CEI.

27. Technique utilisant les valeurs au-dessus d'un seuil de Jones: K. JONES, *Ice accretion in freezing rain*, CRREL Report 96-02. U.S. Army Corps of Engineers, Cold Regions Research and Engineering Laboratory, 1996, 31 p.

28. J. LAFLAMME, «Spatial variation of extreme values for freezing rain» dans *Atmospheric Research*, 1995, p. 195-206.

29. K. JONES, *op. cit.*, note 27.

30. J. LAFLAMME, *op. cit.*, note 28.

Les critères actuels de conception des pylônes d'Hydro-Québec sont principalement basés sur une analyse des données recueillies par les glaciètres, pour une période d'environ 20 ans. Ils correspondent à des périodes de récurrence de 50 à 500 ans, selon l'importance de la ligne.

La prédiction des valeurs extrêmes d'une distribution à partir d'un échantillonnage limité est un exercice incertain et très sensible aux hypothèses utilisées pour l'analyse des données. En particulier, le choix d'une loi de distribution peut grandement influencer les valeurs de conception extrapolées à des périodes de récurrence plus longues que la période d'observation des données. Plusieurs lois de distribution sont décrites et utilisées pour représenter la distribution des observations sur les glaciètres. Parmi celles-ci, les lois de distribution à trois paramètres semblent donner les meilleurs résultats. L'importance du choix de la loi de distribution sur les critères de conception est démontrée en comparant la période de récurrence de la tempête de janvier 1998 à quelques stations, pour différentes lois de distribution. Ces résultats sont utilisés pour fins de comparaison avec les estimations obtenues d'Environnement Canada, d'Ontario Hydro et de la FEMA<sup>31</sup>.

Les charges de verglas sont utilisées pour déterminer les charges verticales extrêmes sur les pylônes (charges balancées) et les charges longitudinales (charges déséquilibrées). Les charges horizontales maximales (perpendiculaires à la ligne) sont associées au vent seul ou au vent en présence de verglas.

Différentes approches sont utilisées afin de spécifier les conditions de vent à prendre en compte pour la conception de lignes de transport d'électricité sujettes aux effets du verglas. La norme retenue par Hydro-Québec (SN-40.1) exige de combiner les charges de vent et de verglas en considérant la vitesse du vent et l'accumulation du verglas comme des variables indépendantes. Dans cette approche, la probabilité de combinaison des valeurs maximales annuelles du verglas et du vent est très faible et seuls des cas intermédiaires sont considérés. Une approche alternative<sup>32</sup> consiste à spécifier les conditions de vent à prendre en compte pour la conception de lignes de transport d'électricité couvertes de verglas, dans des proportions variables (de 40 à 80 %) du vent maximum pour la même période de récurrence. Pour chaque site, les conditions de vent peuvent être précisées en considérant la persistance du verglas, et l'historique des données météorologiques locales lorsqu'elles sont disponibles.

Les procédures d'analyse de la fiabilité des structures et leur application aux réseaux de transport d'électricité font généralement appel à l'approche dite « fiabiliste ». Cette dernière est implicite à la plupart des codes de conception des lignes<sup>33</sup>.

### 3.1 Les modèles d'accumulation de verglas sur les structures

Les données qui auraient permis d'évaluer avec précision les épaisseurs de verglas laissés par la tempête de janvier 1998 sur les câbles et les structures du réseau d'Hydro-Québec étaient soit insuffisantes ou non disponibles.

---

31. *Federal Emergency Management Agency FEMA* (Etats-Unis).

32. American Society of Civil Engineers (ASCE), *Minimum design loads for buildings and other structures*, ASCE Standard 7-95, New York, 214 p.

33. Hydro-Québec, Ontario Hydro, CEI, CIGRE, ASCE, EPRI.

Afin de pallier ce problème, plusieurs modèles empiriques ou physiques ont été considérés pour estimer les quantités de verglas sur la base de données météorologiques telles que la précipitation, la température, et la vitesse du vent<sup>34</sup>.

### 3.1.1 Un modèle simple sans vent horizontal

Dans l'un des modèles les plus simples, on suppose qu'une surface plane intercepte la pluie sur toute la surface exposée. L'épaisseur ( $t_h$ ) de la couche de glace sur une surface plane horizontale est alors égale à la hauteur de la précipitation tombée sous forme de pluie ( $P$ ), corrigée pour la différence de densité entre l'eau et la glace (0,9) :

$$t_h = P / 0,9$$

Si la surface est cylindrique, comme c'est le cas pour un câble ou un conducteur, et que la précipitation se dépose uniformément, l'épaisseur de la couche de glace sur le cylindre ( $t_c$ ) due à la pluie qui tombe verticalement sera alors :

$$t_c = P / (0,9 \pi)$$

Le facteur  $\pi$  intervient parce que la section du cylindre qui intercepte la pluie est égale à son diamètre.

La forme que prendra l'accumulation de la glace sur un cylindre horizontal dépend de plusieurs facteurs: si le cylindre est rigide, comme pour une barre de métal par exemple, la glace aura tendance à s'accumuler en forme de croissant, sur la partie supérieure du cylindre; si le cylindre peut effectuer une rotation librement, l'accumulation de glace se fera assez uniformément sur toute la surface. De plus, la température influencera le processus puisque, lorsqu'elle avoisine 0 °C, la pluie ne gèle pas instantanément et peut couler vers le dessous du cylindre, avant de se solidifier, entraînant la formation de glaçons.

Quelle que soit la forme des dépôts de glace, il est toujours possible de calculer l'épaisseur équivalente d'accumulation uniforme sur un cylindre pour comparer les accumulations de verglas lors des différents événements.

### 3.1.2 Un modèle simple avec vent horizontal perpendiculaire au cylindre

En fonction de la vitesse de chute ( $w_c$ ) des gouttes de pluie et de la vitesse ( $V$ ) du vent, la précipitation atteindra le cylindre à un angle  $b$  par rapport à la verticale, selon l'équation suivante :

$$\tan(\beta) = V / w_c$$

Cet angle sera nul lorsque le vent est nul, ce qui signifie que la précipitation tombera verticalement. Le cylindre interceptera alors la précipitation en proportion directe de son diamètre.

---

34. Voir K. JONES, *op. cit.*, note 27; L. MAKKONEN, « Modelling of ice accretion on wires » dans *Journal of Climate and Appl. Meteorology*, vol. 23, n° 6 (1984), p. 929-939, pour une revue des principaux modèles d'accumulation physiques ou empiriques.

La combinaison de la vitesse de chute de la pluie verglaçante et de la vitesse du vent doit être prise en compte pour déterminer la vitesse ( $u$ ) à laquelle la précipitation entrera en contact avec le cylindre. Cette vitesse effective peut être calculée comme suit :

$$u = (V^2 + w_c^2)^{0,5}$$

Le flux d'eau sur le cylindre est proportionnel à la vitesse des gouttes de pluie frappant le cylindre, de sorte que l'épaisseur de la couche de glace sur celui-ci ( $t_c$ ) devient :

$$t_c = P (1 + V^2/w_c^2)^{0,5} / (0,9 \pi)$$

La vitesse de chute d'une goutte de pluie augmente généralement avec sa grosseur. Son diamètre n'est pas constant tout au long d'une précipitation et varie selon une distribution qui va d'environ 0,5 mm à 5 mm. En bout de course, les vitesses de chute<sup>35</sup> varient entre 2 et 9 m/s.

Les petites gouttes, d'un diamètre inférieur à 0,5 mm, sont généralement considérées comme de la bruine. Leur vitesse de chute varie entre 0,02 m/s à 2 m/s environ, pour des diamètres compris entre 20 et 500  $\mu$ m. Par rapport à une surface plane horizontale, ces faibles vitesses de chute signifient que l'accumulation de bruine verglaçante sur un cylindre sera beaucoup plus importante par temps venteux que dans le cas de la pluie verglaçante. Les gouttelettes qui forment les nuages ont souvent moins de 20  $\mu$ m de diamètre et tombent à de très faibles vitesses. De plus, elles possèdent une faible inertie, ce qui est particulièrement propice à l'accumulation de glace sur les petits objets.

La distribution des gouttes de pluie en fonction de leur grosseur reste cependant mal connue et cette distribution varie de façon importante dans l'espace et dans le temps.

### 3.1.3 Les effets thermodynamiques

Le dégagement de chaleur latente au moment où s'amorce la phase de solidification ou de gel de la goutte d'eau sur un obstacle fait en sorte que la masse ( $m$ ) de la goutte ne gèle alors qu'en partie ( $x$ ). Ceci permet au reste de l'eau de s'écouler un peu autour du point d'impact et de créer un dépôt de glace compact.

En fonction de la thermodynamique qui s'y applique, on peut calculer la proportion de la masse qui gèlera instantanément :

$$x = -T_s m / 80$$

Le paramètre diviseur (80) correspond à la chaleur de fusion de l'eau, en calories par grammes;  $T_s$  est la température de la goutte, en degrés Celsius.

Ainsi, une goutte d'eau dont la température serait de  $-8^\circ\text{C}$  ne gèlera instantanément – au contact d'objets plus froids – que dans une proportion de 10 %. De plus, on constate que, lorsque la température de la goutte de pluie est supérieure à  $-0,8^\circ\text{C}$ , plus de 99 % de la masse d'eau reste liquide lors de l'impact, ce qui favorise alors la formation de glaçons.

---

35. N.H. FLETCHER, *The physics of rainclouds*, Cambridge University Press, 1972, 390 p.



Après l'impact, plusieurs facteurs contribueront à refroidir l'eau qui n'a pas gelé au contact des objets froids: la conduction de chaleur vers l'air ambiant et la surface solide ainsi que la perte d'énergie par évaporation.

### 3.1.4 Les transferts de chaleur

Pour qu'il y ait formation de verglas, une quantité suffisante d'énergie sous forme de chaleur doit être extraite des gouttelettes d'eau. En général, les températures des câbles et des conducteurs de même que celle de la précipitation sont fixées à 0°C pour fins de simulation.

Le premier élément du modèle de simulation est le flux de la précipitation sur un objet. Ce flux dépend de la quantité d'eau à l'état liquide dans l'atmosphère ( $W$ , en g/ m<sup>3</sup>), laquelle peut être estimée en fonction du taux de précipitation ( $P$ , en mm/h), à partir de la relation suivante<sup>36</sup>.

$$W = 0,067P^{0,846}$$

La vitesse horizontale des gouttelettes d'eau qui doit être prise en compte est celle du vent, tandis que la vitesse verticale ( $V$ ) est celle des gouttelettes en fin de chute. Le flux de la précipitation est la somme vectorielle des flux horizontaux et verticaux.

$$w = \left[ \left( \frac{P\rho_0}{3,6} \right)^2 + (VW)^2 \right]^{1/2}$$

Dans cette équation,  $\rho_0$  est la densité de l'eau.

Les transferts de chaleur à considérer peuvent inclure jusqu'à neuf termes, en fonction des facteurs suivants: la chaleur produite par le refroidissement des gouttelettes surgelées, la convection, l'évaporation, le rayonnement, les réchauffements visqueux ou résistifs et la chaleur latente de fusion. Deux autres facteurs importants doivent aussi être pris en compte, soit l'angle d'incidence de la précipitation par rapport à l'objet et la température de l'objet.

### 3.1.5 La modélisation de l'épaisseur de glace

Divers modèles ont été développés afin d'évaluer l'épaisseur de glace qui peut s'accumuler sur les câbles et les conducteurs en fonction des conditions météorologiques.

#### Le modèle de Chaîné et Skeates

Au Canada, le modèle le plus couramment utilisé est celui de Chaîné et Skeates<sup>37</sup>. Ce modèle décrit la formation d'une accumulation de glace de forme elliptique, selon le taux de précipitation et de la vitesse du vent. La forme elliptique est convertie empiriquement en une

36. A.C. BEST, «The size distribution of raindrops» dans Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society, 1949, p. 16-36.

37. P.M. CHAÎNE et P. SKEATES, *Condensé de l'étude sur l'accumulation de glace (pluie verglaçante)*, Météorologie industrielle – Étude VI, Environnement atmosphérique, Environnement Canada, 1974.

épaisseur radiale équivalente de glace à partir des résultats d'expériences originalement effectuées pour analyser la formation de la glace sur les bateaux.

Ce modèle est basé sur les résultats d'expériences<sup>38</sup> effectuées dans une soufflerie, pour simuler l'accumulation des embruns marins sur les structures. Les conditions expérimentales pour ces essais<sup>39</sup> diffèrent grandement des conditions observées lors des tempêtes de verglas<sup>40</sup>. Les dépôts observés lors de ces expériences étaient de formes très irrégulières, compliquant l'interprétation des accumulations horizontales et verticales.

Par ailleurs, une analyse récente<sup>41</sup> des résultats de ces expériences ainsi qu'une comparaison des prédictions du modèle pour plusieurs tempêtes bien documentées semblent indiquer que le modèle de Chaîné et Skeates tend à surestimer le poids de la glace accumulée sur les structures. La forme elliptique des accumulations est obtenue en considérant la combinaison ou le cumul des accumulations horizontales et verticales par rapport à la trajectoire des gouttelettes d'eau.

L'épaisseur ou l'accumulation de glace sur une surface horizontale est présumée équivalente à la quantité de glace (équivalent en eau) mesurée dans un pluviomètre standard. (Le modèle prend pour acquis que toute la précipitation gèle à une température inférieure à 0°C.)

L'épaisseur ou l'accumulation sur une surface verticale peut être calculée à l'aide de l'équation de McKay et Thompson<sup>42</sup>:

$$A_v = 0,078 V P^{0,88}$$

où  $V$  est la vitesse du vent (en mi/h) et  $P$  est le taux de précipitation (ici en pouces/h).

Le vent maximum ( $V_m$ , en mi/h) est la vitesse maximale du vent observée pendant une tempête de pluie verglaçante et pour la période au cours de laquelle la température reste inférieure à 0°C pour les 24 premières heures suivant cette tempête.

La rafale maximale ( $G_m$ ), par définition d'une durée inférieure à une minute, est utilisée pour estimer le coefficient de pression sur une surface plane perpendiculaire à la direction du vent. Elle peut être calculée à partir de l'équation de Boyd:

$$G_m = 1,29 (V_m + 5,8)$$

---

38. J.R. STALLABRASS et P.F. HEARTY, *The icing of cylinders in conditions of stimulated freezing sea spray*, National Research Council of Canada, 1967, 32 p.

39.  $V = 80$  km/h,  $-15^\circ\text{C} < T < -7^\circ\text{C}$ ,  $P = 89$  mm/h, durée = 1 h,  $D = 38$  à 457 mm.

40.  $V = 10$  à 40 km/h,  $-5^\circ\text{C} < T < 1^\circ\text{C}$ ,  $P = 1,0$  à 10 mm/h, durée = plusieurs heures ou jours,  $D = 8$  à 50 mm.

41. K. JONES, *Comparison of modeled ice loads in freezing rain storms with damage information*, Proc. IWAIS, REYKJAVIK, 1998, p. 163-168.

42. G.A. MCKAY et THOMPSON, «Estimating the hazard of ice accretion in Canada from climatological data», dans *Journal of Applied met.*, vol. 8, n° 6 (1969).

L'épaisseur radiale équivalente ( $A_r$ ) de glace est définie comme l'épaisseur de glace accumulée autour d'un conducteur d'un pouce (25,4 mm) de diamètre. Elle résulte de la combinaison des accumulations horizontales et verticales. Elle peut être calculée à partir de l'équation suivante:

$$A_r = \left( \frac{Kr}{2} (A_h^2 + A_v^2) + r^2 \right)^{0.5} - r$$

Où:

**K:** facteur de correction pour la dimension du conducteur

$A_v$ : accumulation sur une surface verticale (en pouces <sup>43</sup>)

$A_h$ : accumulation sur une surface horizontale(en pouces)

$r$ : rayon du conducteur (en pouces)

Les coefficients de pression du vent sur une surface cylindrique ( $P_C$ ) et une surface plane ( $P_F$ ) sont respectivement calculés à l'aide des équations suivantes:

$$P_C = 0,0026 V_m^2$$

$$P_F = 0,00432 G_m^2$$

où les pressions sont exprimées en livres/pi<sup>2</sup>. La charge transversale ( $L_c$ ) est exprimée en livres par pied de portée pour la ligne:

$$L_c = 0,0026 V_m^2 \left( \frac{d + 2A_r}{12} \right)$$

### D'autres modèles d'évaluation des dépôts de glace

Plusieurs autres modèles ont été élaborés pour prévoir et évaluer l'épaisseur des dépôts de glace sur les câbles et les conducteurs des lignes à haute tension. Ils sont de trois types: empirique, semi-empirique et analytique (physique).

L'équation de base de ces modèles est de la forme suivante<sup>44</sup>:

$Ta = E V W n$  (masse/aire/temps) où:

$Ta$ : taux d'accumulation

$E$ : facteur d'efficacité de l'accumulation (masse des gouttelettes qui font contact avec l'objet/concentration massique des gouttelettes d'eau)

$V$ : vitesse du vent

$W$ : contenu en eau de l'atmosphère (masse/volume)

$n$ : nombre de gouttelettes gelées sur l'objet/nombre de gouttelettes qui entrent en contact avec l'objet

43. Bien que les unités généralement utilisées correspondent au système métrique, certaines mesures sont encore exprimées en unités correspondant au système anglais.

44. L. MAKKONEN, *op. cit.*, note 34.

Pour un cylindre, la pression dynamique de référence<sup>45</sup> ( $q_0$ , en Pa) peut être calculée comme suit :

$$q_0 = 0.0473V^2$$

où  $V$  est la vitesse du vent (en km/h).

La vitesse du vent est la seule variable directement observée aux stations météorologiques. Les valeurs pour les autres variables ( $E$ ,  $W$ , et  $n$ ) sont calculées à partir des modèles théoriques ou déduits d'expériences connexes. L'approche théorique consiste principalement à solutionner les équations de transfert de chaleur et du mouvement de l'eau autour de l'objet. L'approche expérimentale consiste à établir une relation entre les variables et les données météorologiques disponibles, telles que la quantité et le taux de précipitation ainsi que la température. En général, ces deux approches sont basées sur un nombre relativement limité d'observations.

### L'estimation de l'épaisseur radiale équivalente

Dans la plupart des modèles, les charges de glace sur un câble ou un conducteur sont définies en termes d'épaisseurs radiales équivalentes ( $R_{eq}$ ). Ces épaisseurs correspondent aux épaisseurs des dépôts de verglas uniformément répartis autour d'un cylindre.

L'épaisseur radiale équivalente peut être calculée à partir de la masse totale de glace sur un cylindre de diamètre ( $D$ ) et de longueur ( $L$ ) donnés :

$$R_{eq} = \frac{D}{2} + \left( \frac{D^2}{4} + \frac{m}{\pi \rho_i L} \right)^{1/2}$$

où  $\rho_i$  est la densité de la glace (0,9 g/cm<sup>3</sup>).

Le modèle de Makkonen<sup>46</sup> utilise une équation du bilan énergétique pour déterminer la fraction de la précipitation qui gèle directement sur le conducteur et celle qui gèle sous forme de glaçons. Il inclut la fraction d'eau non gelée dans l'accumulation et fait appel à des hypothèses conservatrices dans le calcul du bilan énergétique. Il faut y spécifier le diamètre du conducteur, bien que ce paramètre ne semble pas constituer un facteur important dans l'estimation de l'épaisseur de l'accumulation<sup>47</sup>.

### La prise en compte de la hauteur des conducteurs

Comme pour les mesures de précipitations relevées par Environnement Canada et les mesures d'épaisseur de glace faites par Hydro-Québec, la plupart des modèles considèrent les conditions applicables au niveau du sol.

En raison de la hauteur relativement importante à laquelle se trouvent généralement les conducteurs des lignes à haute tension, une correction doit donc être appliquée, notamment en ce qui concerne la vitesse du vent.

---

45. Équivalente à  $P_C$ .

46. L. MAKKONEN, *op. cit.*, note 34.

47. K. JONES, *op. cit.*, note 27.

La relation entre la vitesse du vent et l'élévation dépend de la rugosité du terrain et des caractéristiques du site. À ce sujet, l'ASCE<sup>48</sup> recommande l'utilisation de l'équation suivante :

$$V_w = \left( \frac{h_w}{h_A} \right)^{1/7} V_A$$

où  $V_w$  et  $V_A$  sont respectivement les vitesses du vent à la hauteur d'un câble ou d'un conducteur ( $h_w$ ) et la vitesse du vent mesuré au niveau de l'anémomètre ( $h_A$ ).

Le modèle simple de Jones peut être utilisé afin d'obtenir une estimation des épaisseurs de verglas en fonction d'un minimum de paramètres, selon l'équation suivante :

$$R_{eq} = \frac{D\rho_o}{S\rho_i} \sum_{j=1}^N \left( \frac{P_j}{10} \right) \Delta t$$

où  $N$  est la durée de la précipitation (en heures),  $S$  et  $D$  sont respectivement le périmètre et la projection horizontale de la section du cylindre.

Une variante un peu plus détaillée de ce modèle peut être utilisée afin de prendre aussi en compte l'effet du vent.

$$R_{eq} = \frac{D}{S\rho_i} \sum_{j=1}^N \left[ (0,1P_j\rho_o)^2 + (0,36W_jV_j)^2 \right]^{1/2} \Delta t$$

Tableau 19

Le facteur d'ajustement pour le calcul de l'accumulation de verglas en fonction de la hauteur des conducteurs	
Hauteur (m)	Facteur de multiplication pour $R_{eq}$
5	0,80
10	0,87
15	0,91
20	0,95
30	1,00
40	1,04
60	1,10
80	1,14
100	1,17

Source : K. Jones, EPRI *Freezing Rain Ice Mapping Project: Region 2*, Cold Regions Research and Engineering Laboratory., U.S. Army Corps of Engineers, 1997, 58 p.

48. American Society of Civil Engineers, *Minimum design loads for buildings and others structures* ASCE Standard 7-93, New York, 1993, 94 p.

### 3.1.6 Les normes dérivées des modèles d'accumulation

Les normes canadiennes et américaines pour la conception des pylônes de transport d'énergie sont principalement dérivées de modèles soit empiriques ou physiques de l'accumulation du verglas, en combinaison avec des données météorologiques, principalement recueillies aux aéroports.

Les aéroports sont généralement séparés par de grandes distances et la quantité de verglas lors d'une tempête n'y est pas directement mesurée. De plus, les tempêtes de verglas sont généralement des phénomènes météorologiques marginaux localisés qui peuvent affecter une grande région sans être observés aux stations météorologiques. Lorsqu'elles sont observées, les quantités mesurées ne correspondent généralement pas aux accumulations maximales pour la région. Conséquemment, les charges présentement spécifiées dans les normes des lignes de transport d'électricité<sup>49</sup> ou celles des pylônes de télécommunications<sup>50</sup> sont basées sur une estimation indirecte et incomplète de l'accumulation du verglas.

## 3.2 Les données des glaciètres d'Hydro-Québec

Les observations recueillies à partir du réseau de glaciètres<sup>51</sup>, un instrument conçu par Hydro-Québec pour évaluer la déposition de verglas sur les conducteurs des lignes à haute tension, constituent la principale source d'information pour l'élaboration des critères de conception des pylônes.

Ce réseau représente l'une des bases de données les plus complètes sur le verglas en Amérique du Nord. Son instrumentation reste cependant relativement peu élaborée: elle ne permet pas de prendre en compte les particularités des processus d'accumulation de glace sur les conducteurs. Le glaciètre fournit néanmoins des bases de comparaison de la sévérité relative des tempêtes et de leur variabilité sur le territoire touché.

Depuis 1974, date de la mise en service des premiers glaciètres, Hydro-Québec a recueilli de nombreuses données dont l'analyse a permis d'identifier des zones à haut risque, notamment le long de la vallée du St-Laurent et de la vallée du Richelieu.

Techniquement, pour une même tempête, les données sont recueillies pour toute période continue durant laquelle le verglas est présent sur le glaciètre. Cette procédure permet de recueillir des informations sur les épaisseurs de verglas résultant d'une séquence de plusieurs tempêtes. L'accumulation associée à chaque épisode est l'accumulation maximale observée pendant toute sa durée.

À partir des données du réseau de glaciètres d'Hydro-Québec, on constate que la saison du verglas au Québec débute en septembre et se termine au mois de juin, la majorité des tempêtes ayant lieu durant la période de novembre à février.

---

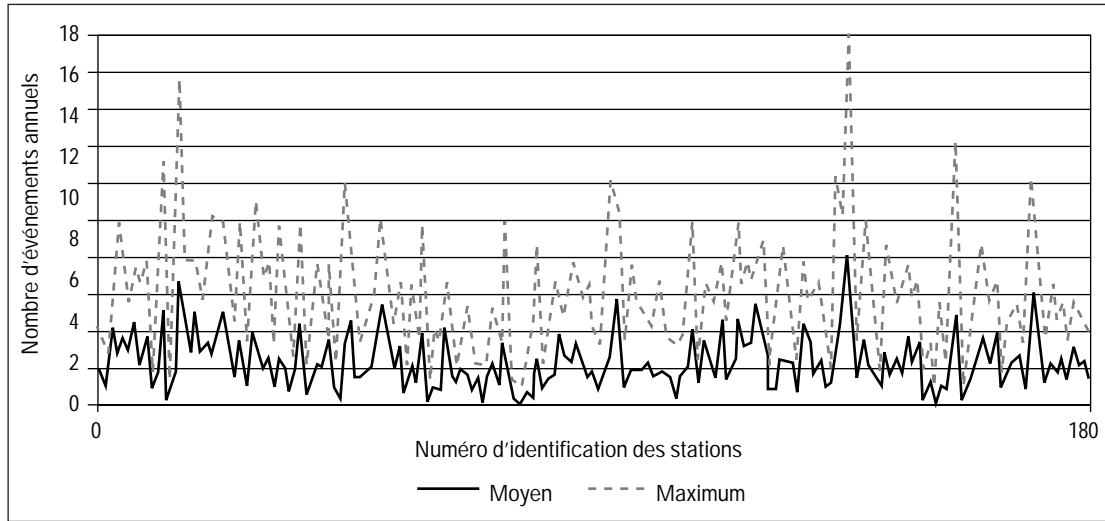
49. Canadian Standard Association, telle que la norme CSA S-28: lignes d'électricité .

50. Canadian Standard Association, telle que la norme CSA S-37: pylônes de télécommunications.

51. Voir «La surveillance du verglas» dans le présent volume, livre 1, chap. 1, sous-chapitre (section 1.3).

Graphique 5

Nombre annuel moyen et nombre maximum d'épisodes de verglas relevés dans les stations glaciométriques\*



\* À partir des relevés effectués par Hydro-Québec, de 1979 à 1995.

Cependant, les glaciètres ne constituent pas une instrumentation fiable puisqu'ils présentent une grande variabilité du nombre moyen d'épisodes d'une station à l'autre. Il est donc difficile d'estimer la fréquence des épisodes de verglas pour un territoire donné, d'autant plus qu'il existe un écart important entre les valeurs moyennes et les valeurs maximales annuelles de la fréquence des tempêtes de verglas observées.

Sur la base des données actuellement disponibles, il n'est pas possible de conclure qu'il y a augmentation ou diminution de la fréquence des tempêtes de verglas.

### 3.2.1 L'évaluation de la fréquence des tempêtes de pluie verglaçante

La fréquence et la sévérité des tempêtes de verglas pour un endroit donné (de coordonnées spatiales  $\underline{x}$ ) peuvent être décrites par la fonction suivante :

$$\lambda_{\underline{x}}(t) = \lambda_{0,\underline{x}} (1 - F_T(t | \underline{x}))$$

où  $\lambda_{\underline{x}}(t)$  est la fréquence de dépassement annuelle d'une accumulation de verglas d'une épaisseur radiale équivalente supérieure à  $t$ ,  $\lambda_{0,\underline{x}}$  est la fréquence de toutes les tempêtes de verglas,  $F_T(t|\underline{x})$  est la distribution cumulative pour l'épaisseur radiale équivalente du verglas à un site de coordonnées spatiales  $\underline{x}$ .

La fonction  $\lambda_{\underline{x}}(t)$  peut être estimée à partir d'un échantillon des valeurs maximales annuelles ou d'un échantillon n'incluant que les observations dépassant un niveau préétabli. Cette approche est utilisée pour éliminer les observations associées avec de la bruine verglaçante et pour obtenir des distributions qui prennent en compte les valeurs extrêmes. Une variante de cette approche consiste à fixer le niveau minimum de telle sorte que le nombre d'observations dans l'échantillon corresponde au nombre d'années d'observations (approche annuelle maximum).

L'interpolation spatiale de cette fonction est un exercice difficile en raison du peu de données historiques et du grand nombre de paramètres influençant la probabilité de verglas, notamment la présence d'une vallée de fortes dénivellations et la direction des vents dominants. De plus, la fonction considérée ne donne la fréquence et la sévérité du verglas que pour un endroit spécifique, alors que les lignes de transport d'électricité sont susceptibles de subir des bris sur toute leur longueur.

En pratique, les critères de conception des lignes de transport d'électricité sont définis par région et dépendent de l'accumulation extrême probable, pour une période de récurrence donnée. Il est possible de raffiner ces critères<sup>52</sup> en regroupant les stations en triades et en analysant les données des observations maximales annuelles sur les trois stations.

### 3.2.2 Les facteurs météorologiques et la conception des pylônes

Les périodes de récurrence des tempêtes et les lois de distribution des charges provoquées par le vent et le verglas sont importantes dans l'élaboration des critères de conception des pylônes des lignes de transport d'électricité et des tours de télécommunication.

Les périodes d'observations et le nombre de tempêtes répertorié varient beaucoup d'une station à l'autre. De plus, l'analyse des données disponibles a fait ressortir plusieurs épisodes de faibles accumulations – sans doute associées à la bruine verglaçante – qui n'ont eu que peu d'incidence sur les structures. Les données correspondant à ce type d'épisode affectent l'estimation des paramètres de la distribution de la fréquence et de l'intensité des tempêtes; elles constituent en quelque sorte un « bruit de fond » qui nuit à la prédiction des observations des tempêtes de plus grande intensité.

Dans la compilation et l'analyse des données, les climatologues utilisent généralement la distribution de Gumbel, en combinaison avec les observations annuelles maximales<sup>53</sup>. Il est cependant aussi possible d'utiliser la méthode dite des observations partielles – pour laquelle on ne retient que les valeurs qui dépassent un certain seuil –, en combinaison avec une distribution extrême telle que la distribution générale Pareto ou la distribution GEV. Selon les spécialistes<sup>54</sup>, la loi de Gumbel, un cas particulier de la distribution GEV, conduirait à sous-estimer les accumulations pour de longues périodes de récurrence.

En général, comme pour leur fréquence, l'intensité des tempêtes de verglas semble maximale le long de la vallée du St-Laurent. Plusieurs facteurs locaux, tels que la dénivellation et l'élévation viennent cependant influencer cette intensité.

Les spécialistes de la Commission ont procédé à une analyse des données glaciométriques couvrant une période allant de 1974 à 1995, pour les stations de Dorval et de

---

52. Le nombre d'épisodes de verglas varie considérablement d'une année à l'autre et d'une station à l'autre (de 0 à un maximum de 18). Le nombre annuel moyen des épisodes de verglas pour les stations du sud du Québec varie de 0,7, en 1993-1994, à 3,7, en 1983-1984. Les accumulations, pour la majorité de ces épisodes, sont relativement faibles.

53. J. LAFLAMME, *op. cit.*, note 28; *Wet snow icing combined with strong windfield inspections and field measurements*, Comptes rendus du 7<sup>e</sup> Congrès international sur le givrage atmosphérique des structures, Université du Québec à Chicoutimi, 1996, p. 131-136.

54. K. JONES, *op. cit.*, note 41; K. ELFASHNY *et al.*, *Estimation of combined wind and ice loads on telecommunication towers in Quebec, phase I: modelling of the ice and wind observations*, comptes rendus du 7<sup>e</sup> Congrès international sur le givrage atmosphérique des structures, Université du Québec à Chicoutimi, 1996, p. 131-136.



St-Hubert. Les données considérées correspondent aux observations annuelles maximales de dépôts de glace sur les cylindres (de 25 mm de diamètre) des glacimètres, sans correction pour la présence ou l'absence de glaçons, et sans regroupement des stations. L'accumulation radiale équivalente pour une période de récurrence de 50 ans varie entre 30 et 34 mm pour la station de Dorval et entre 50 et 64 mm pour la station de St-Hubert. Cependant, l'incertitude sur les valeurs prédites pour de longues périodes de récurrence (> 100 ans) est très grande; ces valeurs peuvent excéder la limite physique des accumulations effectives. De plus, l'influence du type de distribution retenue augmente avec la période de récurrence des accumulations.

Pour raffiner l'analyse, il est avantageux de recourir à la modélisation physique du phénomène d'accumulation, couplé à des modèles statistiques pour les variables météorologiques. Une telle procédure – couramment utilisée pour l'élaboration des critères de conception des plates-formes de forage pétrolier pour des périodes allant jusqu'à 10 000 ans – permet de mieux évaluer les paramètres extrêmes des phénomènes naturels et elle est applicable au verglas. En regroupant les données sur une base régionale<sup>55</sup>, il est aussi possible de réduire la variation des estimations pour les valeurs extrêmes. Cependant, les observations correspondant à une «super-station» régionale forment alors un ensemble de données homogènes, indépendantes d'une station à l'autre, ce qui est rarement le cas pour le verglas. La corrélation a pour effet de réduire la période d'observation de la super-station; elle amène à sous-estimer les exigences et à élaborer des critères insuffisamment sévères pour une longue période de récurrence. Le couplage des mesures faites dans plusieurs stations permet d'éviter le problème de corrélation entre les données; par contre le choix des stations et le nombre qui sont couplées – trois, dans le cas de la technique des triades adoptée par Hydro-Québec – sont arbitraires. Lorsqu'elle est utilisée pour l'estimation des paramètres de la distribution de l'intensité du verglas pour un site donné, cette approche revient à accroître la période d'observation, pour des tempêtes d'une même intensité, pour un territoire équivalent à la distance qui sépare les stations.

L'incertitude sur l'estimation des paramètres des distributions est illustrée par des différences appréciables entre les distributions estimées pour les stations de Dorval et de Saint-Hubert. Ces différences ne peuvent être complètement attribuées à des caractéristiques climatologiques et topographiques propres aux régions considérées et dépendent de la courte période d'observation des séries temporelles. La période de récurrence de la tempête de janvier 1998 a été estimée entre 30 à 80 ans, pour le nord des états américains avoisinant le Québec<sup>56</sup>. Cette estimation est basée sur un modèle ponctuel du verglas et ne tient pas compte de la probabilité de l'étendue territoriale de la tempête.

La base de données des glacimètres montre cependant la grande variabilité des tempêtes de verglas, tant en fréquence qu'en intensité, dans le temps et dans l'espace. En conséquence, le choix d'une distribution extrême apparaît très important pour l'extrapolation des accumulations de verglas pour de longues périodes de récurrence (de 50 à 250 ans).

---

55. K. JONES, *op. cit.*, note 41; K. JONES et N.D. MULHERIN, *An evaluation of the severity of the January 1998 Ice storm in northern New-England*, report to FEMA region 1, cold Regions Research and Engineering Laboratory, New Hampshire, 1998, 67 p.

56. K. JONES, *op. cit.*, note 41.

Tableau 20

Estimation de la récurrence des accumulations de verglas sur la base des données du glaciètre de Dorval*							
Récurrence (années)	Distribution						
	GNO	GUM	GEV	GPA	KAP	WAK	PE3
	mm						
10	23,3	23,4	23,4	24,2	24,2	23,1	23,4
20	27,0	27,4	27,1	26,9	28,6	27,5	27,0
30	29,1	29,7	29,2	28,1	30,8	30,2	29,0
40	30,6	31,4	30,7	28,8	31,7	32,0	30,4
50	31,7	32,6	31,8	29,3	34,3	33,5	31,5
100	35,1	36,5	35,1	30,5	38,6	38,0	34,7
500	42,9	45,6	42,6	32,1	48,5	48,6	41,6

Source: Relevés glaciétriques effectués par Hydro-Québec, de 1979 à 1995.

\* Estimation des accumulations de verglas en fonction de diverses lois de distribution retenues pour traiter les données du glaciètre de Dorval. Les distributions sont indiquées par leur abréviation (GNO: *Generalized Normal*; GUM: *Gumbel*; GPA: *Generalized Pareto*; GEV: *Generalized Extreme Value*; KAP: *Kappa*; WAK: *Wakeby*; PE3: *Pearson Type 3*).

Tableau 21

Estimation de la récurrence des accumulations de verglas sur la base des données du glaciètre de Saint-Hubert*							
Récurrence (années)	Distribution						
	GNO	GUM	GEV	GPA	KAP	WAK	PE3
	mm						
10	33,5	33,8	32,2	34,4	33,2	33,7	35,5
20	45,5	41,4	43,9	46	44,9	45,6	46,9
30	53,3	45,7	52	53,3	52,7	53,4	53,6
40	59,3	48,8	58,4	58,7	58,8	59,3	58,5
50	64,2	51,1	63,8	63,1	63,7	64,1	62,2
100	80,7	58,4	83,3	77,5	81	80,3	74
500	128,5	75,3	149,2	116,6	134,4	127,5	101,7

Source: Relevés glaciétriques effectués par Hydro-Québec, de 1979 à 1995.

\* Estimation des accumulations de verglas en fonction de diverses lois de distribution retenues pour traiter les données du glaciètre de Saint-Hubert. Les distributions sont indiquées par leur abréviation (GNO: *Generalized Normal*; GUM: *Gumbel*; GPA: *Generalized Pareto*; GEV: *Generalized Extreme Value*; KAP: *Kappa*; WAK: *Wakeby*; PE3: *Pearson Type 3*).

Ainsi, selon la fonction de distribution retenue, pour une période de récurrence de cinquante ans, les calculs effectués par les spécialistes de la Commission montrent que l'estimation des accumulations de glace (en terme d'épaisseur radiale équivalente) peut varier de plus de 15 à 20% (entre 51,1 et 64,4 mm, pour les données du glaciètre de Saint-Hubert et entre 29,3 et 34,3 mm pour celles du glaciètre de Dorval).

### 3.3 Les exigences et les normes dans la conception des pylônes

Les charges qui peuvent résulter de l'effet combiné du vent et du verglas fixent certaines exigences dans la conception des pylônes et sont à l'origine de normes spécifiques adoptées par les entreprises pour la construction de lignes.

Un sondage<sup>57</sup>, effectué en 1979, auprès des principales entreprises d'électricité américaines, a montré que près de la moitié d'entre elles s'étaient fixé des exigences supérieures à celles des codes normatifs usuels pour la construction des lignes de transport d'électricité dans les régions à haut risque de verglas. Les charges de verglas alors considérées variaient généralement entre 32 et 45 mm d'épaisseur radiale équivalente et pouvaient aller de 50 à 57 mm pour les charges maximales rapportées.

Les procédures adoptées par la plupart des entreprises considèrent un cas de charge pour le verglas seul ainsi que des charges associées aux effets du vent et du verglas combinés. Dans ce dernier cas, les charges de glace sont en général réduites.

Comme référence, l'*American Society of Civil Engineers*<sup>58</sup> (ASCE) propose, une cartographie nord-américaine des tempêtes de verglas et de leur récurrence, basée sur 9 années d'observations effectuées pour le compte de l'*Association of American Railroads*, dans les années 1930<sup>59</sup> ainsi que des informations complémentaires fournies par des entreprises de services publics. Selon les normes de l'ASCE, les effets du vent, combinés à ceux du verglas, peuvent être définis comme équivalent à 40 % du « vent du mille<sup>60</sup> » le plus fort, sur une période de récurrence de 50 ans.

Certains spécialistes<sup>61</sup> calculent des charges ponctuelles et régionales pour le verglas et pour le vent combiné au verglas. Les charges régionales sont calculées en prenant en compte les charges maximales anticipées dans une région préalablement définie pour les tempêtes affectant cette région. Une analyse des valeurs extrêmes est utilisée pour déterminer la charge de glace, pour une période de 50 ans.

Pour le nord-est des États-Unis, sur une période de référence de 50 ans, la charge de glace est de 40 mm et le vent associé (rafale) est de 74 km/h.

#### Chez Hydro-Québec

Les critères de conception des lignes de transport d'électricité retenus par Hydro-Québec correspondent à ce qu'on appelle la norme SN-40.1.

En fonction de la localisation de la ligne projetée et le niveau de fiabilité visé, les spécialistes d'Hydro-Québec élaborent les plans et devis sur la base de deux types de zones caractéristiques des charges de vent et de verglas envisageables ainsi que deux périodes de récurrence afin de tenir compte des risques climatiques.

---

57. K. JONES, *EPRI Freezing Rain ice mapping project: region 2*, Cold Regions Research and Engineering Laboratory, U.S. Army Corps of Engineers, 58 p.: 130 répondants, représentant plus de 470 000 km de lignes de transport d'électricité.

58. American Society of Civil Engineers (ASCE), *Guidelines for Electrical Transmission Line Structural Loading*, ASCE Manuals 74, New York, 1991, 139 p.; American Society of Civil Engineers (ASCE), *op. cit.*, note 32.

59. I. BENNETT, *op. cit.*, note 7.

60. Distance cumulée d'un mile, affichée par un totalisateur, par unité de temps.

61. K. JONES, *EPRI Freezing Rain ice mapping project: region 2*, Cold Regions Research and Engineering Laboratory, U.S. Army Corps of Engineers, 58 p.

Tableau 22

Les charges climatiques normalisées				
Conditions	Zones de charge			
	1		2	
Niveau de fiabilité	Normal	Élevé	Normal	Élevé
Vent (km/h) à 10 m et -10°C	110	120	90	110
Pression de référence à 0°C (kPa)	0,57	0,68	0,38	0,57
Glace à 0°C (mm)	45	55	35	45
Charge combinée				
Glace (mm)	20	25	10	20
Vent (km/h)	80	85	70	80
Pression de référence (kPa)	0,3	0,34	0,23	0,3
Température minimale (°C)	-30	-30	-45	-45
Vent d'une heure (km/h)	75	75	65	65

Source: Hydro-Québec, Spécification technique normalisée SN-40.1, Service Études et Normalisation, Vice-présidence Équipements de transport, 1993.

### Chez Ontario Hydro

Ontario Hydro se fixe généralement des normes plus exigeantes en fonction des charges climatiques appréhendées. Ses normes excèdent notamment celles de la CSA<sup>62</sup>, pour les lignes de 230 kV et 500 kV.

Tableau 23

La comparaison des normes de la CSA et d'Ontario Hydro en matière de charges climatiques				
Conditions	Lignes à 230 kV et à 115 kV		Lignes à 500 kV et à 230 kV	
	CSA (catégorie 1, zone sévère)	Ontario Hydro	CSA (catégorie 1, zone sévère)	Ontario Hydro
Verglas	12,7 mm		12,7 mm	50,4 mm
Vent et verglas	12,7 mm et 385 Pa	12,7 mm et 385 Pa	12,7 mm et 385 Pa	19 mm et 480 Pa
Vent seul	770 Pa	770 Pa	770 Pa	1 149 Pa

## 3.4 Les effets du vent et du verglas

### 3.4.1 La persistance du verglas

La persistance des épisodes de verglas est particulièrement importante pour l'estimation de l'effet du vent lorsque les structures sont recouvertes de verglas.

62. Canadian Standards Association (Association canadienne de normalisation).

Le nombre de journées consécutives avec une accumulation continue de verglas sur les structures est utilisé pour en déterminer la persistance. Celle-ci est généralement en fonction de la température de l'air, qui doit se maintenir sous le point de congélation. Bien que les conditions au niveau du sol, où se trouvent les glaciètres, peuvent être très différentes de celles qui prévalent au sommet des pylônes, les données accumulées au cours des années par ces instruments fournissent des informations utiles sur la persistance des épisodes de verglas.

- La majorité des épisodes de verglas répertoriés ont été d'une durée d'une journée.
- La durée maximale de persistance du verglas a été de 37 jours, telle qu'enregistrée à la station glaciétrique de Duchesnay.
- La persistance moyenne maximale a été de 3,3 jours, telle qu'enregistrée à la station glaciétrique de Saint-Jean-de-Cherbourg.
- Il n'existe qu'une faible corrélation entre la persistance et l'intensité du verglas.

### 3.4.2 Les vents associés au verglas

Les données actuellement disponibles indiquent que la probabilité de vents extrêmes augmente avec la persistance et est indépendante de l'accumulation du verglas. La probabilité de vents extrêmes à la suite d'un épisode de verglas est supérieure à celle de ces mêmes vents pour les journées sans verglas.

Une analyse sommaire des données historiques pour Dorval et St-Hubert montre que la vitesse moyenne des vents, durant une tempête de pluie verglaçante, pour la période de 24 heures consécutives à la tempête, est supérieure à la vitesse moyenne annuelle. Ceci démontre qu'il est incorrect de ne considérer que les charges causées par les dépôts de glace lors des tempêtes de verglas mais qu'on doit y ajouter les charges de vent qui les accompagnent.

Les charges de vent et de verglas peuvent être évaluées en combinant les observations maximales de verglas accumulé lors d'une tempête avec les effets des vents maximaux observés pour une période de plus de 24 heures après la tempête, si les températures demeurent sous le point de congélation.

Selon l'approche adoptée par les spécialistes d'Hydro-Québec, conformément à la norme SN-40.1, la probabilité de la combinaison d'un vent extrême lors d'une accumulation extrême de verglas sur les structures est considérée comme faible. Les variables aléatoires pour le vent et le verglas y sont considérées comme indépendante; les distributions pour le vent et le verglas sont combinées pour obtenir un intervalle de récurrence équivalent à 120 ans (2 ans pour le verglas et 60 ans pour le vent) ou à 225 ans (3 ans pour le verglas et 75 ans pour le vent). L'intervalle de récurrence effectif pour le vent est calculé en considérant le nombre moyen de jours durant lesquels le verglas est présent sur les structures, pour les deux types de zones de glace (12 jours pour les zones de type 1 et 20 jours pour les zones de type 2). Dans les zones 1 et 2, un facteur d'ajustement (de 30 et de 15) est appliqué aux intervalles de récurrence pour le vent, afin de réduire l'intervalle de récurrence effectif du vent à 2 ans et 4 ans respectivement pour les niveaux de fiabilité normale et élevée dans la zone 1, et à 3 et 5 ans dans la zone 2. Il est erroné de considérer que ces événements ont une période de récurrence de 120 et 225 ans dans ces zones. Aucune autre combinaison de vent et de verglas n'est considérée dans la norme SN-40.1.

L'approche préconisée par l'ASCE, dans la révision la plus récente de ses normes, diffère celle d'Hydro-Québec. Elle vise au contraire à calculer les distributions du vent et du verglas, à partir d'une analyse statistique des données météorologiques de chaque station, en

considérant leurs effets combinés sur les structures. Pour les structures de dimensions relativement faibles – comme dans le cas des tours de télécommunications, par exemple – les critères proposés sont basés sur un vent en rafale, d’une durée de trois secondes. Pour de plus grandes structures – comme des pylônes de ligne de transport d’électricité – les critères proposés sont basés sur ce qu’il est convenu d’appeler le «vent du mille le plus rapide». Le vent associé au verglas est estimé pour chaque site ou région en analysant la série temporelle des données sur le vent et le verglas des stations météorologiques. Pour chaque observation, la surcharge ( $W$ ) résultant des effets combinés du vent et du verglas peut ainsi être calculée. L’analyse de l’ensemble des observations permet d’obtenir les paramètres de distribution des cas extrêmes. À partir de cette distribution, il est possible d’estimer les charges correspondantes, selon un intervalle de récurrence de fortes tempêtes de verglas de 50 ans ( $W_{50}$ ), par exemple. Afin de simplifier la norme, pour un tel intervalle de récurrence ( $R_{50}$ ), la vitesse du vent associé ( $V_{50}$ ) à l’accumulation de verglas est évaluée en fonction de la charge  $W_{50}$ , en utilisant l’équation suivante :

$$V_{50} = \sqrt{\frac{2W_{50}}{\rho C (D + 2R_{50})}}$$

où  $\rho$  est la densité de l’air,  $D$  le diamètre du conducteur et  $C$  le coefficient de traînée (égal à 1 dans la plupart des cas). Cette vitesse correspond au vent maximum.

La rafale maximale ( $G_{50}$ ), par définition d’une durée de trois secondes, peut être estimée selon la relation suivante (en première approximation) :

$$\frac{G_{50}}{V_{50}} = 1,34$$

La notion de vent associé à la charge de verglas extrême est également considérée dans l’élaboration des plans et devis des pylônes de télécommunications<sup>63</sup>. Le niveau de fiabilité pour ces structures est en général beaucoup plus élevé que celui exigé pour les lignes de transport d’électricité. Par contre, les critères reliés à l’accumulation de verglas correspondent à une incidence ponctuelle, plutôt qu’à des incidences régionales. Pour le sud du Québec, la pratique actuelle est de concevoir les structures de télécommunications en fonction d’une accumulation appréhendée de 25 à 40 mm de verglas, combinée à des vents correspondant à 70 % de la vitesse de référence (ou 50 % de la pression).

Des spécialistes<sup>64</sup> ont analysé les données météorologiques de plusieurs stations à travers le Canada, pour en conclure que les charges de vent et de verglas peuvent varier entre 0,3 à 0,9 de la valeur maximale annuelle, selon la localisation du site. Le facteur de 0,7, spécifié dans la norme CSA S-37, apparaît adéquat, dans 85 % des cas.

Ainsi, il ressort que les critères de conception des lignes de transport d’électricité utilisés par Hydro-Québec sont comparables à ceux des autres entreprises d’électricité du nord-est de l’Amérique du Nord. Cependant, on aurait pu mieux déterminer l’intervalle de récurrence des tempêtes extrêmes de verglas sur une base régionale et de redéfinir les critères de conception des lignes d’électricité en conséquence. Ceux actuellement utilisés par Hydro-Québec (norme SN-40.1) n’apparaissent pas suffisamment sévères: ils ne prennent en compte que le verglas, sans considérer les effets du vent qui lui est généralement associé.

63. Canadian Standards Association, Norme CSA S-37.

64. Y.M.F. WAHBA, et al., «Combined Wind and ice loading on antens towers» dans *Canadian Journal of Civil Engineering*, vol. 20 (1993), p. 1047-1056.

### 3.5 La maintenance du réseau et sa fiabilité

Le niveau de fiabilité d'une ligne de distribution d'électricité décroît en fonction du temps en raison de sa détérioration par suite de corrosion, de fatigue mécanique ou de tout autre processus de détérioration. Le maintien du réseau électrique nécessite un entretien particulier, comportant des inspections périodiques, afin d'identifier les lignes susceptibles de connaître des bris et celles qui sont le plus critiques pour le réseau<sup>65</sup>.

Un programme d'inspection et d'entretien des pylônes est un élément nécessaire de tout plan de gestion d'un réseau de transport d'énergie. L'objectif d'un tel programme est de maintenir la fiabilité du réseau au-dessus du niveau minimum souhaitable. Ce type de programme est généralement basé sur une inspection visuelle des installations jointe à une appréciation qualitative de l'état de ses composants. Les éléments généralement considérés sont : (1) le revêtement, (2) les boulons et les joints, (3) les membrures, (4) les points d'attache des conducteurs, (5) l'attache du câble de garde, (6) la fondation, (7) la mise à terre, (8) les embases, (9) les brins des conducteurs, (10) les brins du câble de garde, et (11) les chaînes d'isolateurs.

Ontario Hydro a développé un système permettant l'examen des lignes, sur la base d'observations visuelles et subjectives recueillies durant l'inspection des lignes. L'utilisation de la technique de la logique floue permet d'interpréter les renseignements compilés en fonction d'une combinaison d'information de nature subjective et d'information de nature objective.

EDF<sup>66</sup> a également développé un système informatique pour la gestion de la maintenance de ses lignes de distribution d'électricité<sup>67</sup>. Un premier module est utilisé afin d'analyser l'historique des interruptions de service et leur cause. Les facteurs considérés sont de natures météorologiques (neige, pluie, vent, verglas, et orages électriques) et environnementale (oiseaux, bris d'arbres). Ils prennent aussi en compte les effets de la détérioration des composants. Un deuxième module assigne chaque tronçon à une catégorie de risque de panne : (1) courte durée, et (2) risque permanent d'incidence. Une liste de solutions adéquates (maintenance ou remplacement) est ajoutée à la précédente, pour chaque tronçon. Pour la distribution des enveloppes budgétaires, un troisième et dernier module présente l'information diagnostique générée par le système ; pour une enveloppe budgétaire donnée, le système devra identifier les actions de maintenance et de remplacement les plus efficaces afin de maximiser l'indice de continuité de service du réseau. Les avantages du système sont l'uniformisation de la procédure d'évaluation du réseau et de l'allocation des ressources.

En Australie et en Nouvelle-Zélande<sup>68</sup>, d'autres stratégies de maintenance des réseaux sont adoptées. La maintenance préventive débute avec une inspection visuelle des installations : celle-ci vise les fondations, les membrures, les chaînes d'isolateurs, les conducteurs, la quincaillerie, les amortisseurs, les entretoises et les connections. Les activités de maintenance préventive sont : la peinture des membrures, le contrôle de la végétation, le remplacement de certains composants, des tests non destructifs et l'échantillonnage. La performance du réseau

---

65. B. McMAHON, *Reliability and maintenance practices for Australian and New Zealand HV transmission lines*, Conference on the reliability of transmission and distribution equipment, conference publication n° 406. IEEE, 29-31 mars, 1995.

66. Électricité de France (EDF).

67. M. CLEMENT et A. MARTY, Computer aided maintenance for distribution lines : an expert approach of failure risk evaluation. Third international conference on probabilistic methods applied to electric systems, conference proceedings no. 338, IEEE, 1991.

68. B. McMAHON, *op. cit.*, note 65.

est souvent mesurée en termes du nombre de pannes ou de l'indice de continuité de service et est utilisée pour établir une priorité de maintenance des lignes. Certains systèmes ont été développés afin d'établir la prévision des besoins de maintenance sur un réseau. Tous les éléments du réseau sont répertoriés dans une base de données ainsi que les coûts de remplacement. Un indice d'état est assigné à chacun des éléments sur la base des inspections visuelles régulières ainsi qu'une estimation de la vie résiduelle. À l'emplacement de chacune des structures, les facteurs environnementaux affectant la détérioration des équipements sont notés. Le programme utilise cette information pour estimer la date de remplacement de chaque élément et les coûts associés.

Les systèmes d'inspection et d'évaluation de l'état des lignes de transport et de distribution d'électricité constituent des éléments essentiels d'un système de gestion des risques pour un réseau afin de maintenir un niveau de fiabilité conforme aux normes originales de conception. L'objectif de ces systèmes est de maintenir un niveau uniforme de fiabilité à travers le réseau, d'en identifier les points faibles et d'optimiser l'allocation des fonds pour sa maintenance et sa réhabilitation. Plusieurs de ces systèmes sont en cours de développement afin d'être intégrés dans un système de gestion des risques pour un réseau.

Toutefois, sur la base des informations disponibles, aucun système équivalent ne semble être présentement utilisé par Hydro-Québec pour vérifier l'état des lignes de transport et de distribution et leur incidence sur la fiabilité du réseau.

## Constats

### Une tempête exceptionnelle

- Les données climatologiques de Saint-Hubert révèlent que la tempête de pluie verglaçante de janvier 1998 a été exceptionnelle par le nombre d'heures de précipitation verglaçante, qui a excédé par plus de deux fois l'ancien maximum.
- Bien que les données climatologiques ne permettent pas de calculer avec précision les quantités de précipitation verglaçante dans le passé, les 79 mm de pluie verglaçante reçus à Saint-Hubert correspondent à un niveau inégalé, pour cette station, sur plus de 45 ans d'observation.
- Entre le 5 et le 9 janvier 1998, le nombre d'heures de grésil enregistré aux stations de Saint-Hubert et de Dorval correspond aussi à un niveau inégalé, par un facteur de trois.
- Pour le nord des états américains avoisinant le Québec, les climatologues ont estimé que la période de récurrence d'une tempête de pluie verglaçante comme celle de janvier 1998 pourrait aller jusqu'à 80 ans. Cette estimation est basée sur un modèle ponctuel du verglas et ne tient cependant pas compte de la probabilité de l'étendue territoriale de la tempête.
- Il semble qu'un tel événement, d'intensité et d'étendue comparables, ne devrait pas se reproduire plus d'une fois par 100 ans, cette évaluation restant cependant très imprécise.

### Les prévisions météorologiques

- Tout au long de la tempête, un avertissement de précipitation verglaçante a été maintenu.
- L'ampleur de l'événement n'a pas été appréhendée dès le début, les prévisionnistes estimant initialement que la pluie verglaçante se changerait en pluie.



- Les prévisions faites de six à douze heures à l'avance concordaient bien avec le type de précipitation effectivement observée par la suite.
- Par contre, les prévisions à long terme (2-3 jours) ont été moins exactes; les prévisions d'Environnement Canada n'ont commencé à annoncer toute l'ampleur du sinistre du verglas que le 6 janvier.
- Les prévisions du 7 et du 8 janvier se sont avérées exactes puisqu'elles prévoyaient que la pluie verglaçante allait persister jusqu'au vendredi 9 janvier. De plus, celles du 9 janvier ont anticipé la fin du verglas.
- Les prévisions des températures ont été faites avec la précision habituelle. Toutefois, il semble que la présence continue de nuages et les vents du nord-est aient favorisé le maintien des températures dans une gamme plus étroite que prévue.
- Il est difficile de prévoir avec justesse les précipitations verglaçantes plus de 18 ou 24 heures à l'avance, sauf dans les cas où il est prévu que les conditions météorologiques propices au verglas durent plus de 24 heures et que le verglas est déjà présent lors de la préparation des prévisions.

### **La mesure des précipitations au sol**

En ce qui concerne les observations prises aux stations d'Environnement Canada, on constate que :

- La procédure décrite dans le MANOBS pour estimer la hauteur du grésil n'était pas adaptée à la précipitation tombée du 5 au 9 janvier 1998, parce qu'elle suppose que la densité du grésil est égale à celle de la neige (0,1 g/cm<sup>3</sup>). En suivant cette procédure, les hauteurs de grésil sont surestimées par un facteur de 3 à 6.
- La mesure de la densité du grésil n'a été effectuée qu'à la station Dorval.
- Aucun pluviomètre chauffant n'était en opération. Ceci aurait pu fournir une bonne indication du taux de précipitation durant le verglas.
- La précipitation verglaçante semble geler en partie au sommet des pluviomètres à pesée de type Fisher & Porter. Ceci cause une sous-estimation des quantités de précipitation durant le verglas et peut causer une surestimation lorsque la glace accumulée fond.
- La résolution des pluviomètres à pesée est de 0,5 mm au lieu de 0,2 mm avec les observations manuelles. Il en résulte une certaine perte d'information.
- La hauteur de la précipitation verglaçante n'est pas rapportée séparément de celle de la précipitation liquide. Dans le cas d'alternance entre ces deux types de précipitation au cours d'une période de six heures, la hauteur de précipitation verglaçante n'est pas connue avec précision.

En ce qui concerne les observations prises aux stations climatologiques du ministère de l'Environnement et de la Faune du Québec, on constate que :

- Peu de stations sont équipées de nivomètres qui peuvent permettre de déterminer l'équivalent en eau de la précipitation.
- La mesure de la hauteur de la précipitation verglaçante est difficile à réaliser par les observateurs qui ne disposent que d'un pluviomètre manuel et d'une planche à neige.

- Lorsque du grésil est également tombé pendant la période où il y a eu de la précipitation verglaçante, il est très difficile de partager les quantités de précipitation entre les deux types.
- Le partage entre les hauteurs des divers types de précipitation n'a pas toujours été fait en utilisant une densité appropriée pour le grésil.

La station météorologique de Dorval a rapporté les relevés suivants :

- 99,8 mm de précipitation totale
- 17,6 cm de neige ou de grésil
- 39,8 mm de pluie verglaçante
- En raison de la présence de grésil, il semble que, dans certaines stations climatologiques, les hauteurs de précipitation verglaçante aient été surestimées par plus de 30 mm.

En effet, la hauteur de la précipitation verglaçante n'est généralement pas rapportée séparément de celle de la précipitation liquide. Dans le cas d'alternance entre ces deux types de précipitation, aux cours d'une période de six heures, la hauteur de précipitation verglaçante ne peut être mesurée avec précision.

Lorsque du grésil est également tombé pendant la période de la précipitation verglaçante, il a été très difficile de départager les quantités de grésil et celles de pluie verglaçante.

Par ailleurs, on a constaté un lien complexe et étroit entre le type de précipitation, la température de l'air et la vitesse des vents. Les études de la Commission ont montré que :

- la proportion de bruine verglaçante est relativement élevée lorsque les vents sont faibles ;
- la proportion de bruine verglaçante diminue à mesure que la vitesse des vents augmente ;
- la proportion de grésil augmente en fonction de la vitesse des vents ;
- la proportion de pluie verglaçante est maximale lorsque la température est près de 0 °C ;
- la proportion de grésil est maximale lorsque les températures passent un peu au-dessus de 0 °C.

### **La climatologie du verglas**

- La saison du verglas au Québec débute en septembre et se termine au mois de juin, la majorité des tempêtes ayant lieu durant la période de novembre à février.
- En général, l'intensité des tempêtes de verglas semble être maximale le long de la vallée du St-Laurent, mais plusieurs facteurs locaux, tels que la dénivellation et l'élévation, influencent cette intensité.
- Sur la base des données actuellement disponibles, il n'est pas possible de conclure qu'il y a augmentation ou diminution de la fréquence des tempêtes de verglas.
- Les données climatologiques disponibles d'Environnement Canada ne se prêtent pas à une analyse climatologique complète du phénomène des précipitations verglaçantes.

Les hauteurs de précipitations liquide et solide ne sont archivées qu'une fois à toutes les 24 heures. L'équivalent en eau de la précipitation est archivé à toutes les six heures, sans distinction entre les précipitations solide et liquide. Il est ainsi difficile de déterminer avec précision les quantités de précipitations verglaçantes dans les cas où différents types de précipitation sont tombés au cours d'un même période de 24 heures.

Il n'y a pas d'archivage du nombre de jours avec grésil, ce type de données serait utile puisqu'il arrive souvent que le grésil tombe lors des journées propices à la pluie verglaçante.

À des intervalles de six heures, On n'a pas d'archivage adéquat, des hauteurs des précipitations verglaçante, de neige et de grésil, ni de leur équivalent en eau.

À des intervalles de 24 heures, il n'y a pas d'archivage adéquat, des hauteurs des précipitations verglaçantes et de grésil, ni de leur équivalent en eau.

Aucune comptabilisation séparée n'existe pour les précipitations de pluie verglaçante et de bruine verglaçante, à l'échelle de la journée et du mois.

- Les lacunes dans l'archivage des observations sur le verglas rendent impossible l'étude détaillée de la durée de tels événements.
- Les données climatologiques actuellement disponibles sont d'une utilité limitée; il serait souhaitable qu'Environnement Canada revoie ses procédures de collecte et d'archivage.

#### **La modélisation de l'accumulation de glace sur les câbles et les fils électriques**

- Les données qui auraient permis d'évaluer avec précision les épaisseurs de verglas sur les câbles, les fils électriques et les structures du réseau d'Hydro-Québec ont été soit insuffisantes ou non disponibles.
- Pour pallier ce problème, plusieurs modèles empiriques ou physiques ont été considérés pour estimer les quantités de verglas, sur la base des diverses données météorologiques.
- Le modèle actuellement utilisé par Environnement Canada pour évaluer les épaisseurs de verglas sur les conducteurs a tendance à surestimer les accumulations de glace et n'apparaît pas aussi fiable que des modèles plus récents, basés sur une modélisation plus complète des processus physiques.
- Selon les informations dont elle dispose, la Commission note qu'Hydro-Québec ne semble pas avoir adopté de modèle mathématique des accumulations de glace sur les conducteurs.

#### **Les normes de conception et la fiabilité du réseau d'Hydro-Québec**

- Les critères de conception utilisés par Hydro-Québec semblent généralement comparables à ceux utilisés par les autres compagnies d'électricité dans le nord-est de l'Amérique du Nord.
- Cependant, les critères actuellement utilisés par Hydro-Québec n'apparaissent pas suffisamment sévères puisqu'ils ne prennent en compte que le verglas, sans considérer les effets du vent qui lui est généralement associé.

- L'approche probabiliste ou fiabiliste est fréquemment utilisée dans l'élaboration des normes nationales et internationales pour l'analyse et la conception des pylônes et des lignes de transport d'énergie.
- Plusieurs logiciels spécialisés ont été développés afin d'appliquer les principes de cette approche; la Commission n'a pas été en mesure de vérifier si un logiciel de ce type était présentement utilisé par Hydro-Québec pour évaluer la fiabilité des lignes existantes ou pour comparer différents choix de tracés.
- Par ailleurs, l'évaluation de l'état des lignes de transmission et de distribution d'électricité sont des éléments essentiels d'un système de gestion des risques pour un réseau afin de maintenir un niveau de fiabilité conforme aux normes originales de conception. L'objectif de ces systèmes est de maintenir un niveau uniforme de fiabilité à travers le réseau, d'identifier les points faibles du réseau et d'optimiser l'allocation des fonds pour sa maintenance ainsi que sa réhabilitation.
- Plusieurs de ces systèmes sont en cours de développement afin d'être intégrés dans un système de gestion des risques pour un réseau.
- La Commission estime qu'il serait important qu'un tel système soit utilisé par Hydro-Québec pour vérifier l'état des lignes existantes et la fiabilité de son réseau.

## LES PRINCIPAUX TERMES DE LA MÉTÉOROLOGIE

### LEXIQUE

Terme	Définition
<b>Anticyclone</b>	Région de l'atmosphère où la pression est élevée par rapport au voisinage au même niveau.
<b>Averse</b>	Précipitation de courte durée et souvent forte, tombant de nuages convectifs.
<b>Brouillard</b>	Suspension dans l'atmosphère de très petites gouttelettes d'eau, réduisant généralement la visibilité horizontale à la surface du globe à moins d'un kilomètre.
<b>Bruine</b>	Précipitation assez uniforme, constituée exclusivement par de fines gouttelettes d'eau d'un diamètre inférieur à 0,5 mm.
<b>Bruine verglaçante</b>	Bruine dont les gouttelettes se congèlent au moment de leur impact sur le sol ou sur tout autre obstacle.
<b>Cristal de glace</b>	Toute partie de glace sous forme cristalline microscopique.
<b>Cristaux de neige</b>	Cristaux de glace, en majeure partie ramifiés, parfois étoilés, qui, isolés ou agglomérés en flocons, constituent les particules solides de la neige.
<b>Dépression</b>	Région de l'atmosphère où la pression est basse par rapport au voisinage au même niveau.
<b>Direction du vent</b>	Direction d'où souffle le vent. Cette direction est calculée à partir du nord géographique. La direction du vent rapportée dans les données horaires d'Environnement Canada est la direction moyenne du vent au cours des deux dernières minutes qui précèdent le temps de l'observation.
<b>Éclair</b>	Manifestation lumineuse qui accompagne une décharge brusque d'électricité atmosphérique.
<b>Flocons de neige</b>	Agglomération de cristaux de neige.
<b>Front</b>	Ligne d'intersection de la surface de séparation de deux masses d'air avec une autre surface ou avec le sol.
<b>Front chaud</b>	Front se mouvant de façon telle que la masse d'air chaud succède à la masse d'air froid.
<b>Front froid</b>	Front se mouvant de façon telle que la masse d'air froid succède à la masse d'air chaud.
<b>Front stationnaire</b>	Front dont la position reste inchangée pendant une période de plusieurs heures.

Terme	Définition
Gelée blanche	Couche épaisse de cristaux de glace produite par le gel d'un dépôt de vapeur d'eau.
Givre	Dépôt granuleux de glace blanche opaque constitué par des granules plus ou moins séparés par des inclusions d'air, qui se forme sur les objets exposés à une température plus basse que le point de congélation.
Givre blanc	Dépôt de glace d'aspect cristallin, affectant le plus souvent la forme d'écailles, d'aiguilles, de plumes ou d'éventails. Cet hydrométéore se forme de manière analogue à la rosée, mais par température inférieure à 0 °C.
Glace	Forme solide de l'eau; eau congelée.
Grain de glace	Petit cristal de glace de forme irrégulière.
Granules de glace	Précipitation de particules de glace, transparentes ou translucides, de forme sphérique ou irrégulière, rarement conique, et dont le diamètre est inférieur à 5 mm.
Grésil	Précipitation de boulettes de neige ou de cristaux de glace étroitement agglomérés.
Heure synoptique	Heure, exprimée en temps universel (TU), à laquelle sont effectuées, par entente internationale, des observations météorologiques simultanées sur l'ensemble du globe terrestre.
Humidité	Vapeur d'eau existant dans l'air.
Humidité absolue	Dans un mélange de vapeur d'eau et d'air sec, rapport de la masse d'eau au volume d'air humide qui la contient.
Humidité relative	Pour une pression et une température données, rapport exprimé en pour cent, entre le titre molaire de la vapeur d'eau et le titre molaire de la vapeur d'eau qu'aurait l'air s'il était saturé par rapport à l'eau.
Masse d'air	Ensemble de particules d'air dont les propriétés physiques ne présentent horizontalement qu'une différence faible et continue.
Nimbostratus	Couche nuageuse grise, souvent sombre, dont l'aspect est rendu flou par des chutes plus ou moins continues de pluie ou de neige qui, dans la plupart des cas, atteignent le sol.
Orage	Une ou plusieurs décharges brusques d'électricité atmosphérique, se manifestant par une lueur brève et intense (éclair) et par un bruit sec ou un roulement sourd (tonnerre).
Pluie	Précipitation de particules d'eau liquide sous forme soit de gouttes d'eau d'un diamètre supérieur à 0,5 mm, soit de gouttes plus petites et très dispersées.

Terme	Définition
<b>Pluie verglaçante</b>	Pluie dont les gouttes se congèlent au moment de leur impact sur le sol ou sur tout autre obstacle.
<b>Précipitation</b>	Hydrométéore constitué par un ensemble de particules aqueuses, liquides ou solides, cristallines ou amorphes, qui tombent d'un nuage ou d'un ensemble de nuages et qui atteignent le sol.
<b>Système météorologique</b>	Ensemble qui regroupe habituellement un système de pression, un système frontal et un système nuageux.
<b>Système de pression</b>	Terme désignant un élément de la circulation atmosphérique, à l'échelle des dépressions: habituellement un anticyclone ou une dépression.
<b>Système frontal</b>	En général, tout système de fronts se présentant sur une carte synoptique, plus particulièrement un système complet appartenant à une dépression frontale déterminée.
<b>Système nuageux</b>	Groupement de nuages distinct et durable, généralement composé de plusieurs zones différenciées appelées secteurs nuageux, assemblées d'une façon caractéristique, et dans chacune desquelles l'aspect général de l'ensemble du ciel présente des particularités marquées.
<b>Tempête</b>	Violente tourmente atmosphérique, sur terre ou sur mer.
<b>Tempête de verglas</b>	Intense formation de glace sur les objets par gel, dès l'impact, de gouttes de pluie ou de gouttelettes de bruine.
<b>Tonnerre</b>	Bruit sec ou roulement sourd qui accompagne l'éclair.
<b>Vent</b>	Mouvement de l'air par rapport à la surface terrestre. Le vent est souvent décrit par sa vitesse et sa direction horizontale.
<b>Verglas</b>	Dépôt de glace, généralement homogène et transparent, provenant de la congélation de gouttelettes de bruine ou de gouttes de pluie, en surfusion, sur les objets dont la surface est à une température inférieure à 0 °C.
<b>Virga</b>	Traînées de précipitations verticales ou obliques, attenantes à la surface intérieure d'un nuage et n'atteignant pas la surface du globe.
<b>Vitesse du vent</b>	Rapport de la distance parcourue par l'air au temps qu'il met à la parcourir. La vitesse rapportée dans les données horaires d'Environnement Canada est la vitesse moyenne du vent au cours des deux minutes qui précèdent le temps de l'observation.
<b>Zone frontale</b>	Couche atmosphérique de transition entre deux masses d'air, dans laquelle les propriétés sont intermédiaires entre celles de ces masses d'air.

Source: G.O. VILLENEUVE, *Glossaire de météorologie et de climatologie*, Les Presses de l'Université Laval, 1974, 560 p.

## **Annexe**

# **Les outils mathématiques pour le calcul de la fiabilité des structures**



Dans la conception des lignes à haute tension, la plupart des codes nationaux et internationaux préconisent une approche fiabiliste ou probabiliste, basée sur l'analyse de la fiabilité des structures. Les normes font généralement appel à des facteurs de charge et de résistance qui sont fonction des variables ayant une influence sur la probabilité de défaillance. C'est le cas de celles utilisées par Hydro-Québec, Ontario Hydro, l'ASCE<sup>69</sup>, EPRI<sup>70</sup> et la CEI<sup>71</sup>. La norme SN-40.1 (CEI 826), celle qu'utilise Hydro-Québec est basée sur une conception de ligne visant à obtenir un niveau de fiabilité donné, tandis que les normes de l'ASCE, de l'EPRI et d'Ontario Hydro sont basées sur un niveau de fiabilité cible pour les composants de la ligne.

### La fiabilité d'un pylône

Les techniques standard d'analyse de fiabilité<sup>72</sup> peuvent être utilisées pour faire l'analyse de fiabilité d'une ligne de transport d'électricité.

Une approche basée sur une analyse des mécanismes de destruction des structures est généralement adoptée pour connaître le niveau de fiabilité des pylônes. Selon cette approche, les principaux mécanismes de destruction sont identifiés; la probabilité de bris du système ou de la structure correspond à la probabilité que les événements destructeurs se produisent. L'analyse de fiabilité d'un pylône est généralement effectuée en représentant la structure par un treillis isostatique; ramenée à celle d'un système en série (ou chaîne à maillon faible), ce qui permet de limiter considérablement le nombre d'analyses structurales à effectuer. Chacune des membrures est susceptible de défaillance, soit en tension ou en compression (flambage). L'estimation de la probabilité de défaillance est calculée pour chacune des membrures: la probabilité de défaillance du pylône est obtenue en combinant les résultats compilés pour chacune des membrures. La procédure la plus simple pour estimer la fiabilité globale d'un pylône consiste à déterminer la probabilité de destruction en considérant deux cas extrêmes: dans le premier cas, les défaillances des membrures individuelles sont des événements indépendants; dans le second, les défaillances des membrures individuelles sont des événements parfaitement corrélés. Une estimation plus précise de la probabilité de défaillance du pylône peut être obtenue en considérant aussi la corrélation entre la défaillance des membrures.

Plusieurs logiciels sont commercialement disponibles pour l'analyse de la fiabilité des structures (PROBAN, SYSREL, RELACS), dont certains ont été spécifiquement développés pour l'analyse des pylônes. C'est le cas d'une série de logiciels (DESCAL, POLDAR, FRAMER, RELIAB, et TRANSREL) développés par l'EPRI<sup>73</sup>. Les logiciels SYSRELIA et COMRELIA<sup>74</sup> en sont d'autres exemples.

---

69. American Society of Civil Engineers.

70. Electrical Power Research Institute.

71. CEI: Commission Électrotechnique Internationale.

72. FORM/SORM: *First Order Reliability Methods/Second Order Reliability Method*.

73. H.J. DAGHER et Q. LU, «System reliability analysis of transmission lines» dans *Eng. Struct.*, vol. 15, n° 4 (1993), p. 251-258.

74. M.J. ALAM et A.R. SANTHAKUMAR, «System reliability analysis of transmission line tower» dans *Computers and Structures*, vol. 53, n° 2 (1994a), p. 343-350.; M.J. ALAM et A.R. SANTHAKUMAR, «Reliability analysis and full scale testing of transmission tower» dans *Journal of structural Engineering*, vol. 122, n° 3 (1994b) p. 338-343; K. NATARANJA et A.R. SANTHAKUMAR, «Reliability based optimization of transmission line towers» dans *Computers and Structures*, vol. 55, n° 3 (1995), p. 387-403.

Conçu pour l'évaluation de la fiabilité des composants d'un pylône, le logiciel DESCAL est basé sur une analyse linéaire élastique de sa structure, en fonction des forces appliquées aux points d'attache des conducteurs. D'autres programmes, POLDAR et FRAMER, ont été développés par l'EPRI pour l'analyse structurale, le dimensionnement ainsi que l'analyse de fiabilité des poteaux simples et des structures planes. Un autre logiciel développé par l'EPRI, le programme RELIAB permet d'analyser les diverses formes de pylônes en considérant les comportements mécaniques et géométriques non linéaires. Tous les mécanismes de destruction ou de bris des composants sont considérés (tension, compression, compression et flexion) et la structure est modélisée sur la base d'un système en série comportant tous les éléments primaires de la structure. La probabilité de destruction d'une structure est évaluée en fonction de la probabilité de conjugaison des événements susceptibles de détruire des éléments primaires. TRANSREL, un autre programme développé par l'EPRI spécifiquement pour les pylônes en treillis auto-porteurs, permet de calculer la résistance ultime des structures en considérant la séquence de destruction ou de bris des membrures. Ces dernières sont considérées comme ayant un comportement élasto-plastique représentatif de la résistance résiduelle d'une membrure après que sa limite élastique ait été atteinte. Un algorithme de type «*branch and bound*» est utilisé afin d'identifier les séquences de rupture et de bris les plus importantes pour l'estimation de la fiabilité d'un pylône. La probabilité de destruction du pylône est évaluée en considérant les principaux mécanismes de destruction et de bris. Toutes les analyses de fiabilité sont basées sur un modèle de charges statiques (sans aucun effet dynamique).

La Commission n'a pas été en mesure de vérifier si ces logiciels ou des logiciels équivalents étaient présentement utilisés par Hydro-Québec<sup>75</sup> pour évaluer la fiabilité des lignes existantes ou pour comparer différents choix de tracés.

### La fiabilité d'une ligne de transport d'électricité

L'un des modèles les plus avancés pour l'estimation de la fiabilité de l'ensemble d'une ligne de transport d'électricité a été développé par l'EPRI<sup>76</sup>, selon une approche que recommande l'ASCE. Dans ce modèle, la fiabilité d'une ligne est calculée sur la base de groupes de composants, en utilisant un facteur d'utilisation pour chaque groupe. Un groupe de composants est défini comme un ensemble de composants ayant la même section type et des résistances parfaitement corrélées. La fiabilité du groupe correspond approximativement à la fiabilité du composant le plus sollicité. Le facteur d'utilisation de ce composant ( $C_i$ ) est défini par le rapport entre les contraintes qui lui sont appliquées sous les charges de conception et la limite d'exclusion à 5% de la résistance. La structure est modélisée par un système en série de composants  $C_i$  pour chaque groupe ( $i$ ) de composants. La fiabilité de la structure peut être estimée par simulation, pour les charges appliquées, en fonction de la résistance des composants. En général, la fiabilité de la structure est légèrement plus faible que celle du groupe de composants le moins fiable. En première approximation, la fiabilité de la structure dépend directement du niveau de fiabilité fixé pour ses composants.

---

75. Des études statistiques sur la fiabilité et la résistance des structures ont cependant été faites par ses spécialistes; voir E. GHANNOUM, *Probabilistic design of transmission lines*, New-York, IEEE-PES, 1983.

76. H.J. DAGHER et Q. LU, *op. cit.*, note 73; H.J. DAGHER *et al.*, «System reliability concepts in design of transmission lines» dans *Journal of Structural Engineering*, ASCE, vol. 119, n° 1 (janvier 1993), p. 323-340; H.J. DAGHER et KULENDRAN, *Relationships between components, structures and line reliabilities*, Third international conference on probabilistic methods applied to electric systems (PMAPS), Conference proceedings no. 338, IEE, 1991.

La probabilité de destruction d'une ligne ( $P[FL]$ ) peut être calculée à partir de la probabilité de destruction d'une structure pleinement utilisée ( $P[FS]$ ):

$$P[FL | N = n] = \alpha \frac{N_T}{n} P[FS]$$

où le coefficient  $\alpha$  dépend du nombre de composants, de la variation de résistance, de la distribution du facteur d'utilisation (en terrain plat ou montagneux) et du nombre de structures affectées par une tempête – une fonction de l'étendue territoriale de la tempête. Le facteur  $\alpha$  est obtenu en assimilant la ligne à un système en série où chaque structure est un composant. En pratique, un facteur de 1 est souvent utilisé en raison de la difficulté d'évaluation du coefficient de variation de la résistance d'une structure et de la distribution du facteur d'utilisation.

Sur une base annuelle, la probabilité qu'une ligne soit détruite peut être calculée comme suit:

$$P[FL] = P\left[\bigcup_{i=1}^{\lambda_i} FL_i\right]$$

où  $\lambda = \lambda_{\text{électrique}} + \lambda_{\text{tornades}} + \lambda_{\text{verglas}}$  est le nombre annuel moyen d'événements extrêmes affectant la ligne (orages électriques, tornades, tempêtes de verglas, etc.).

La probabilité de destruction de la ligne lors d'un événement particulier ( $i$ ) est égale à:

$$P[FL_i] = P\left[\bigcup_{j=1}^{N_T} F_{ji}\right]$$

où  $N_T$  est le nombre de structures dans la ligne et  $F_{ji}$  est la probabilité de destruction de la structure  $j$  lors de l'événement  $i$ . La probabilité de destruction de la ligne, pour un type d'événement  $i$  est:

$$P[FL_i] = \sum_N P\left[\left(\bigcup_{j=1}^{n_k+N} F_{ji} \mid N\right)\right] p_N(n)$$

où  $p_N(n)$  est la probabilité de masse pour  $N$ , une variable aléatoire décrivant le nombre de structures dans une ligne soumises à des charges extrêmes lors d'un événement, et  $n_k$  représente la position d'une structure dans la ligne.  $N$  est fonction du type d'événement et de l'espacement moyen entre les structures. Cette expression est approximative car elle néglige la probabilité de destruction d'une structure soumise à des conditions sévères mais non extrêmes lors d'un événement. La probabilité de destruction de la ligne, pour un nombre  $N$  de structures affectées par un événement, est:

$$P[FL | N = n] = P\left[\bigcup_{i=1}^{\lambda_i} \bigcup_{j=1}^{n_k+n} (R_j \leq U_j Q_i)\right]$$

où  $R_j$  et  $U_j$  sont respectivement la résistance et le facteur d'utilisation de la structure  $j$  et  $Q_i$  est la charge appliquée sur une structure pleinement utilisée sous les conditions extrêmes de la tempête  $i$ . Les bris de structures causées par différentes tempêtes peuvent être considérés

comme étant mutuellement indépendants, en première approximation, et le nombre moyen d'événements extrêmes affectant une structure de la ligne est égal à :

$$\lambda_s = \frac{n\lambda_1}{N_T}$$

et la probabilité de destruction de la ligne est approximativement :

$$P[FL | N = n] \approx \frac{N_T}{n} P \left[ \bigcup_{j=1}^n (R_j \leq U_j Q_{\max}) \right]$$

Cette dernière équation peut être exprimée en termes d'une analyse des valeurs extrêmes de surcharge maximale annuelle appliquée sur une structure pleinement utilisée ( $Q_{\max}$ ).

La probabilité de destruction d'une structure pleinement utilisée est :

$$P[FS] = P \left[ \bigcup_{i=1}^{\lambda_s} (R_j < Q_i) \right] = P[R_j < Q_{\max}]$$

Finalement, la probabilité de destruction de la ligne est exprimée en fonction de la probabilité de destruction d'une structure pleinement utilisée :

$$P[FL] \approx \sum_N \left( \left\{ \frac{N_T}{n} P \left[ \bigcup_{j=1}^n (R_j \leq U_j Q_{\max}) \right] \right\} | N = n \right) p_N(n)$$

$$P[FL | N = n] \approx \frac{N_T}{n} P[R_j < Q_{\max}] \left\{ \frac{P \left[ \bigcup_{j=1}^n (R_j < U_j Q_{\max}) \right]}{P[R_j < Q_{\max}]} \right\} = \alpha \frac{N_T}{n} P[FS]$$

$$\alpha = \left\{ \frac{P \left[ \bigcup_{j=1}^n (R_j < U_j Q_{\max}) \right]}{P[R_j < Q_{\max}]} \right\}$$

où  $\alpha$  est le facteur de fiabilité de la ligne et inclut l'effet du facteur d'utilisation des structures. L'évaluation numérique de ce facteur est obtenue par simulation de Monte Carlo, selon diverses hypothèses sur la variabilité et la corrélation de la résistance des structures et selon la distribution du facteur d'utilisation en terrain plat et montagneux. Ce facteur n'est pas nécessaire pour comparer le niveau relatif de fiabilité de lignes adjacentes ou pour comparer différents scénarios pour le renforcement d'une ligne. Il est cependant nécessaire pour effectuer des analyses économiques liées à une nouvelle ligne ou à une ligne existante.

Finalement, la direction des vents dominants peut avoir une influence importante sur la fiabilité de la ligne et doit aussi être considérée.

### La méthode de l'American Society of Civil Engineers

L'ASCE utilise une méthode dite LRFD<sup>77</sup> pour la conception des composants d'une ligne<sup>78</sup>.

L'équation de base est la suivante :

$$\phi R_n > E[\Gamma_D DL + Q_{RP}]$$

où  $E[ ]$  représente l'effet des charges sur les composants,  $Q_{RP}$  est la charge extrême correspondant à une période de récurrence  $RP$ ,  $R_N$  est la résistance nominale du composant,  $DL$  est la charge morte,  $N$  est le facteur de résistance,  $G$  est le facteur de charge pour  $Q_{RP}$ , et  $G_D$  est le facteur pour la charge morte.

Par cette méthode, il est possible de concevoir les composants d'une ligne avec un niveau de fiabilité déterminé. Un facteur d'ajustement global ( $G$ ) et un facteur d'ajustement par composant ( $C$ ) sont utilisés pour faire l'ajustement de la fiabilité pour différents types de structures et de composants :

$$P_f = \frac{P_0}{GC}$$

où  $P_0$  est la probabilité annuelle de « ruine » de référence.

### La méthode de l'Electric Power Research Institute

La méthode de l'EPRI, également basée sur le format LRFD, correspond à l'équation suivante :

$$\phi_{\beta_v} R_m > E[\gamma_{\beta_v} q_m]$$

où  $q_m$  est la charge moyenne,  $R_m$  est la résistance moyenne,  $E[ ]$  est une fonction de transfert pour l'effet des charges sur la structure,  $\phi_{\beta_v}$  est le facteur de résistance,  $g_{bv}$  est le facteur des charges,  $\beta$  est l'indice de fiabilité,  $V_R, V_q$  les coefficients de variation respectivement pour la résistance et les charges, et  $a_R, a_v$  des facteurs obtenus par calibration pour la résistance et les charges et un niveau de fiabilité  $\beta$  (égale à 3 pour une vie utile de 50 ans).

### La méthode d'Ontario Hydro

Le format proposé par Ontario Hydro est basé sur les facteurs de sécurité partiels<sup>79</sup>.

$$f\left[\prod_{k=1}^M \beta_k S_j\right] > f\left[\prod_{i=1}^N \alpha_i F_j\right]$$

---

77. Load Reduction Factor Design.

78. A. PEYROT et al., *Reliability Based design of transmission lines: A comparison of the ASCE and IEC methods*, Third international conference on probabilistic methods applied to electric systems (PMAPS), conference proceedings n° 338, IEE, 1991.

79. S.G. KRISHNASAMY et al., *Reliability Based design of Overhead transmission structures: A critical review*, Third international conference on probabilistic methods applied to electric systems (PMAPS), conference proceedings n° 338, IEE, 1991.

où  $F_j$  et  $S_j$  sont respectivement la charge (pour une période de récurrence  $T$ ) et la résistance caractéristique (pour une limite d'exclusion donnée), et  $\alpha_i, \beta_k$  sont les facteurs partiels.

Le concept de cette méthode est simple, mais son application requiert la définition des facteurs partiels pour chaque type de composant, de charge et d'usage de la ligne. La pratique la plus courante pour l'estimation de ces paramètres est de procéder par calibration par rapport aux critères de conception conventionnels.

### Les travaux de la Commission Électrotechnique Internationale

Les travaux de la Commission Électrotechnique Internationale<sup>80</sup> (CEI), de même que ceux de la Conférence Internationale des Grands Réseaux Électriques (CIGRÉ), sont basés sur la relation entre la charge avec une période de récurrence  $T$  et la résistance à la limite d'exclusion de 10 %<sup>82</sup>.

$$Q_T = F_R^{-1}(0,10)$$

Lorsque cette condition est satisfaite, la probabilité de destruction de la structure est approximativement égale à  $(1/2T) < PFS < (1/T)$  pour la distribution Gumbel ( $Q$ ) et la loi logarithmique normale ( $R$ ).

La fiabilité de la ligne au complet est établie pour chaque type de charge climatique, séparément.

Une forme plus générale de l'équation précédente est obtenue en introduisant des facteurs pour décrire plus précisément les conditions d'utilisation d'une structure.

$$\gamma_u Q_T = \phi_R R_C = \phi_S \phi_N \phi_C R_C$$

où  $\gamma_u$  est le facteur d'utilisation des structures,  $\phi_R$  est le facteur global de résistance,  $\phi_N$  est le facteur pour le nombre de structures soumises aux conditions climatiques extrêmes,  $\phi_Q$  est un facteur correspondant à la qualité de fabrication et de construction de la structure,  $\phi_S$  est un facteur correspondant à la séquence la plus probable de destruction de la ligne et  $f_C$  est un facteur de probabilité que la « limite d'exclusion » (10 %) de la résistance soit excédée.

Le facteur  $\phi_N$  représente l'augmentation de la probabilité de destruction de la ligne en fonction du nombre de structures soumises aux charges climatiques maximales. Ce facteur est obtenu en supposant que la ligne se comporte comme un système en série et que les résistances des structures sont indépendantes. Un calcul approximatif est utilisé pour dériver le facteur  $\phi_N$  en fonction du nombre de structures et du coefficient de variation de la résistance. Ce calcul est basé sur la limite d'exclusion pour la distribution de la résistance minimale pour  $N$  composants ou structures.

$$F_{R_{\min}}(x) = 1 - (1 - F_R(x))^N$$

80. La Commission Électrotechnique Internationale est l'organisme international de normalisation et d'évaluation de la conformité pour tous les domaines des électrotechnologies.

81. La Conférence Internationale des Grands Réseaux Électriques est une association qui vise à favoriser les échanges de connaissances techniques en matière de production et de transport d'électricité à haute tension. Elle réunit plus de 5 000 ingénieurs à travers une cinquantaine de pays.

82. E. GHANNOUM, *Failures in transmission lines from the viewpoints of safety and reliability*, PLT-EN-81-25, Hydro-Québec, avril 1981; E. GHANNOUM, *Assessment of the reliability of Churchill-Manic 735 Kv transmission lines*, PLT-EN- 86-002, Hydro-Québec, juillet 1986.

La distribution de  $R_{min}$  n'est pas formellement dérivée, mais un ajustement de la limite d'exclusion de la variable  $R$  doit être effectué afin d'obtenir une limite d'exclusion de 10 % pour  $R_{min}$ .

L'effet du facteur d'utilisation des structures représente la variabilité des portées réelles par rapport à la portée définie lors de la conception des plans, pour un type de pylône donné. Des facteurs d'utilisation sont définis par rapport aux portées initiales pour le vent et pour les charges verticales. Typiquement les facteurs d'utilisation varient entre 0,4 et 1,0. Une distribution de type Bêta est souvent utilisée pour décrire la variabilité du facteur d'utilisation et les paramètres de la distribution sont calculés pour des lignes en terrain montagneux ou en terrain plat.

L'effet du facteur d'utilisation sur la fiabilité d'une structure est décrit soit en termes d'une réduction des charges climatiques (avec la résistance d'une structure pleinement utilisée) ou une augmentation de la résistance de la structure (avec les charges climatiques originales). Dans le premier cas, la réduction des charges climatiques est utilisée pour estimer le facteur  $\gamma_u$ .

$$\gamma_u = \frac{F_Q^{-1}\left(\frac{1}{T}\right)}{F_Q^{-1}\left(\frac{1}{T}\right)}$$

où  $Q'$  est égal à  $Q*U$ . Le nombre de structures soumises aux conditions climatiques extrêmes a aussi une influence sur le facteur  $\gamma_u$ . La relation entre les charges climatiques et la résistance minimale parmi  $N$  structures est :

$$Q < F_z^{-1}(0.10)$$

où

$$Z = \min_N \left( \frac{R}{U} \right) \text{ et}$$

$$\gamma_u = \frac{F_{R_{min}}^{-1}(0.10)}{F_z^{-1}(0.10)}$$

$$\phi_s = \frac{F_{R_s}^{-1}(0.02)}{F_{R_2}^{-1}(0.10)} \approx \frac{F_{\min R_s}^{-1}(0.02)}{F_{\min R_2}^{-1}(0.10)}$$

La séquence préférentielle de destruction des composants d'une ligne est calculée en introduisant le facteur  $\phi_s$ . Ce facteur est obtenu soit en modifiant la limite d'exclusion des composants, par exemple, en réduisant la limite d'exclusion à 2 % pour le composant le plus fort ( $R_2$ ), soit seul ou en série, ou soit en déterminant le facteur nécessaire pour que la probabilité que le composant 1 cède avant le composant 2, selon une probabilité cible (par exemple, 0,90).

## La fiabilité d'une ligne de distribution d'électricité

Les lignes de distribution d'électricité (à basse tension) diffèrent des lignes de transport d'électricité (à haute tension).

- La configuration du réseau qu'elles forment est plus disparate et plus complexe.
- Leur réseau est beaucoup plus dense.
- Il est sujet à des bris plus fréquents, à cause de la présence des arbres.
- Les supports de distribution sont partagées par plusieurs utilisateurs (télécommunications, câblo-distribution).
- Le réseau de distribution est constamment sujet à des modifications.
- Il est constitué d'éléments standardisés.

Les poteaux individuels peuvent être modélisés comme des poutres en porte-à-faux, soumises à des charges longitudinales (bris de conducteur, différences de tensions dans les conducteurs), verticales (poids des conducteurs, accessoires et glace), et transversales (vent). Les méthodes d'analyse actuelles ne considèrent que la probabilité de destruction d'un poteau; elles ne permettent pas de calculer la fiabilité de la ligne dans son ensemble.

L'importance de la détérioration des poteaux dans le temps est notable, mais peu de modèles sont disponibles pour en faire la prévision. La variabilité de la résistance du bois est très élevée (coefficient de variabilité de 25 %) et le taux de détérioration dépend de plusieurs facteurs environnementaux.

Il existe peu d'exemples d'analyses de fiabilité structurale pour les réseaux de distribution d'énergie électrique. La plupart des études répertoriées dans la littérature scientifique traitent de la fiabilité des composants électriques du réseau. Cependant, un modèle de fiabilité structurale a été développé en Australie, pour la Queensland Electric Utility<sup>83</sup>. Il évalue la probabilité de bris d'un poteau typique d'une ligne de distribution et incorpore un modèle de détérioration du poteau en fonction du temps. Le modèle de fiabilité peut être utilisé pour définir les charges à considérer pour différents types de lignes et pour l'étude comparative des lignes de poteaux de bois ou d'acier, ou pour l'enfouissement des fils.

Les techniques d'analyse de fiabilité d'une ligne de distribution sont beaucoup moins développées que celles utilisées pour l'analyse des lignes d'électricité. Plusieurs logiciels sont en développement, ils ont pour objectif l'optimisation des activités de maintenance et de réhabilitation des réseaux pour le remplacement des poteaux existants par des poteaux neufs, des poteaux en acier, ou par l'enfouissement des câbles. Un élément important de ces modèles est l'incorporation d'un module pour prédire la détérioration des poteaux en fonction du temps ou l'estimation de la résistance résiduelle à l'aide d'un programme d'inspection.

Selon les informations disponibles, aucun de ces logiciels ou logiciels équivalents ne semble être présentement utilisé par Hydro-Québec pour évaluer la fiabilité des lignes de distribution existantes ou pour évaluer les différentes possibilités de réorganisation de son réseau de distribution.

---

83. R.H. STILLMAN, « Probabilistic derivation of overstress for overhead distribution in-line structures » dans *IEEE transaction on reliability*, vol. 43, n° 3 (1994), p 366-374.



## **La fiabilité structurale des pylônes d'un réseau électrique**

Les méthodes d'analyse de fiabilité structurale n'ont pas encore été adaptées à l'évaluation de la fiabilité d'un réseau.

Les modèles les plus avancés permettent d'évaluer la probabilité de destruction d'une ligne donnée. La destruction ou le bris sont définis comme la perte d'un segment entraînant une interruption de service. Les modèles ne font pas de distinction quant à la probabilité de la sévérité du problème et de la durée de l'interruption. Ces deux derniers paramètres sont pourtant essentiels à l'évaluation de la fiabilité ou de l'indice de continuité de service.

Cette dernière mesure (quoique incomplète) apparaît comme la plus utile pour évaluer les conséquences associées aux interruptions de courant causées par des tempêtes de verglas et pour comparer leur impact par rapport à d'autres types de pannes.

## **bibliographie**

## Audiences publiques, comptes rendus et mémoires

---

Les références bibliographiques des travaux de la Commission scientifique et technique comprennent les mémoires, avis écrits et comptes rendus des audiences publiques. La liste des personnes et des organisations ayant contribué aux travaux de la Commission en participant aux audiences publiques ou en acheminant un mémoire ou autre écrit est publiée à la fin de ce volume.

## Autres documents

---

ASSOCIATION DE CLIMATOLOGIE DU QUÉBEC (ACLIQ). *Le climat : une variable économique importante au Québec*. 1998, 19 pages.

ALAM, M.J. et A.R. SANTHAKUMAR. «System Reliability Analysis of Transmission Line Towers» dans *Computers and Structures*, vol. 53, n° 2 (1994), p. 343-350.

———. «Reliability Analysis and Full-Scale Testing of Transmission Tower» dans *Journal of Structural Engineering*, vol. 122, n° 3 (mars 1994), p. 338 –343.

AMERICAN SOCIETY OF CIVIL ENGINEERS (ASCE).: *Minimum Design Loads for Buildings and Other Structures*. ASCE Standard 7-93, New York, 1993, 94 pages.

———. *Guidelines for Electrical Transmission Line Structural Loading*. ASCE Manuals 74, New York, 1991, 139 pages.

———. *Minimum Design Loads for Buildings and Other Structures*. ASCE Standard 7-95, New York, 214 pages.

BENNETT, I: *Glaze. Its Meteorology and Climatology, Geographical Distribution, and Economic Effects*. Headquarters, Quartermaster Research & Engineering Command, US Army, Natick, Mass., 1959, 218 pages.

BEST, A.C. «The size distribution of raindrops» dans *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society* (1949), p.16-36

CHAÎNÉ, P.M. et P. SKEATES: *Condensé de l'étude sur l'accumulation de glace (pluie verglaçante)*. Météorologie industrielle – Étude VI, Environnement Atmosphérique, Environnement Canada, 1974.

CLÉMENT, M. et A. MARTY: *Computer Aided Maintenance for Distribution Lines: An Expert System Approach of Failure Risk Evaluation*, Third International Conference on Probabilistic Methods Applied to Electric Systems, Conference Proceedings n° 338, IEEE, 1991.

COMITÉ D'EXPERTS MANDATÉ PAR LE CONSEIL D'ADMINISTRATION D'HYDRO-QUÉBEC (Comité Warren). *Rapport sur la tempête de verglas de janvier 1998*. juillet 1998, 39 pages.

- DAGHER, H.J et S. KULENDRAN. *Relationships Between Components, Structures, and Line Reliabilities*, Third International Conference on Probabilistic Methods Applied to Electric Systems (PMAPS'91), Conference Proceedings no. 338, IEE, 1991.
- DAGHER, H.J. et Q. LU: «System Reliability Analysis of Transmission Lines» dans *Eng. Struct*, vol. 15, n° 4 (1993), p. 251-258.
- DAGHER, H.J., S. KULENDRAN, A.H. PEYROT, et M. MAAMOURI. «System Reliability Concepts in Design of Transmission Lines» dans *Journal of Structural Engineering*, ASCE, vol. 119, n° 1 (janvier 1993), p. 323-340.
- DIEM, M. «Ice Loads on High Voltage Conductors in the Mountains» dans *Arch. Meteor. Geophys. Biokl*, B7 (1956), p. 84-95.
- ELFASHNY, K., L. E CHOUINARD et J. LAFLAMME. *Estimation of combined wind and ice loads on telecommunication towers in Québec, Phase I: modelling of the ice and wind observations*. Comptes rendus du 7<sup>e</sup> Congrès international sur le givrage atmosphérique des structures, Université du Québec à Chicoutimi, 1996, p. 137-141.
- ELIASSON, A.J. et E. THORSTEINS. *Wet snow icing combined with strong wind – field inspections and field measurements*. Comptes rendus du 7<sup>e</sup> Congrès international sur le givrage atmosphérique des structures, Université du Québec à Chicoutimi, 1996, p. 131-136.
- ENVIRONNEMENT CANADA. *Le système automatique d'observations météorologiques (AWOS)*. 1998.
- FABRY, F. *Le radar à visée verticale de McGill*. 1998.
- FÉLIN, B. *Pluie verglaçante au Québec: observations naturelles comparées aux estimations d'un modèle*. Quatrième Congrès International sur le Givrage Atmosphérique des Structures. 1998.
- FEDERAL EMERGENCY MANAGEMENT AGENCY (FEMA). *January 1998 New York Ice Storm*. 1998.
- FLETCHER, N.H. *The Physics of Rainclouds*. Cambridge University Press, 1972, 390 pages.
- GARRAT, J.R. *The atmospheric boundary layer*. Cambridge University Press, 1992, 316 pages.
- GENEQ. *Pluviomètre en plastique*, ALL Weather, 1998
- GHANNOUM, É. *Assessment of the Reliability of Churchill – Manic 735 kV Transmission Lines*. PLT-EN-86-002, Hydro-Québec, Juillet 1986.
- . *Probabilistic design of transmission lines*, IEEE-PES, New York, 1983.

- . *Failures in transmission Lines From the Viewpoints of Safety and Reliability*. PLT-EN-81-025, Hydro-Québec, avril 1981.
- HALDAR, A., C. PON, M. KASTELEIN et P. McCOMBER. *Validation of Ice Accretion Models for Freezing Precipitation Using Field Data*. Report CEA contract n° 331 T 992 (A-D), mai 1998, 166 pages.
- HYDRO-QUÉBEC. *Conditions météorologiques et accumulation du verglas du 5 au 9 janvier 1998*. 1998, 3 pages.
- . *Points d'observation sur le terrain*. 1998, 3 pages.
- . *Manuel d'observation du givre et du verglas*, Programme d'observation glaciométrique. Division équipement de lignes, Service études et normalisation, Vice-présidence Équipements de Transports, 1993.
- . *Spécification technique normalisée SN-40.1*. Service Études et Normalisation, Vice-présidence Équipements de transport, 1993, 131 pages.
- JONES, K. *EPRI Freezing Rain Ice Mapping Project: Region 2*. Cold Regions Research and Engineering Laboratory, U.S. Army Corps of Engineers, 1997, 58 pages.
- . *Ice Accretion in Freezing Rain*. CRREL Report 96-2, U.S. Army Corps of Engineers, Cold Regions Research & Engineering Laboratory, 1996, 31 pages.
- JONES, K. et N.D. MULHERIN. *An Evaluation of the Severity of the January 1998 Ice Storm in Northern New England*. Report to FEMA Region 1, Cold Regions Research and Engineering Laboratory, New Hampshire, 1998, 67 pages.
- KRISHNASAMY, S.G., I. HATHOUT, et M. TABATABAI. *Reliability-Based Design of Overhead Transmission Structures: A Critical Review*. Third International Conference on Probabilistic Methods Applied to Electric Systems (PMAPS'91)», Conference Proceedings no. 338, IEE, 1991.
- LAFLAMME, J. «Spatial variation of extreme values for freezing rain», dans *Atmospheric Research*, vol. 36 (1995), p. 195-206.
- LAFLAMME, J.N. et G. PÉRIARD. *The climate of freezing rain over the Province of Québec in Canada: a preliminary analysis*. Comptes rendus du 7<sup>e</sup> Congrès international sur le givrage atmosphérique des structures, Université du Québec à Chicoutimi, 1996.
- LA PRESSE. *Peser la glace mondiale*. Édition du 8 novembre 1998, p. 20-21.
- LEROY, M. et C. BELLEVAUX. *PREWIC. The WMO Intercomparison of present weather sensors/systems*. Report no. 74, WMO/TD-n° 887, mars 1998.

- MAKKONEN, L. « *Modelling of Ice Accretion on Wires* », dans *J. of Climate and Appl. Meteorology*, vol. 23, n° 6 (1984), p. 929-939.
- MASON, B.J. *Clouds, Rain and Rainmaking*. Cambridge University Press, 1962, 145 pages.
- McCOMBER, P. et J.W. GOVONI. *An Analysis of Selected Ice Accretion Measurements on Wires*. Proc. 42<sup>nd</sup> Eastern Snow Conference, Montréal, juin 1985.
- McCOMBER, P., A. LATOUR, J. DRUEZ et J. LAFLAMME. *The icing rate meter, an instrument to evaluate transmission line icing*. Comptes rendus du 7<sup>e</sup> Congrès international sur le givrage atmosphérique des structures, Université du Québec à Chicoutimi, 1996.
- MILTON, J. et A. BOURQUE. *Compte-rendu climatologique de la tempête de verglas de janvier 1998 au Québec*. Environnement Canada, Division des sciences atmosphériques et enjeux environnementaux, Région du Québec, septembre 1998, 87 pages.
- MCKENZIE, J. *Un pluviomètre automatisé pour recueillir les précipitations liquides et solides*, 1998.
- McMAHON, B. *Reliability and Maintenance Practices for Australian and New Zealand HV Transmission Lines*, Conference on The Reliability of Transmission and Distribution Equipment, mars 29-31, Conference Publication n° 406, IEEE, 1995.
- MRI. *Ontario-Hydro Wind and Ice loading Model*. MRI 77 FR-1496, 1977, 100 pages.
- NATARANJA, K. et A. R. SANTHAKUMAR. « Reliability-based Optimization of Transmission Line Towers » dans *Computers and Structures*, vol. 55, n° 3 (1995), p. 387-403.
- NESC. *National Electrical Safety Code*. National Bureau of Standards, Washington, D.C, 1990.
- NYSTUEN, J. *Acoustical Rainfall Analysis*, 1998.
- ONTARIO HYDRO. *Ice Storm '98, A report on the electricity supply impacts of the January 1998 ice storm in Eastern Ontario*. 1<sup>er</sup> mai 1998, 147 pages.
- PEYROT, A., M. MAAMOURI, H. DAGHER et S. KULENDRAN. *Reliability-Based Design of Transmission Lines: A Comparison of the ASCE and IEC Methods*, Third International Conference on Probabilistic Methods Applied to Electric Systems (PMAPS'91), Conference Proceedings n° 338, IEE, 1991.
- RAMSEY, A.C. *Freezing-rain reporting capability of the automated surface observing system (ASOS)*. Comptes rendus du 7<sup>e</sup> Congrès international sur le givrage atmosphérique des structures, Université du Québec à Chicoutimi, 1996.

STALLABRAS, J.R. et P.F. HEARTY. *The Icing of Cylinders in Conditions of Simulated Freezing Sea Spray*, National Research Council of Canada, 1967, 32 pages.

STI. *LEDWI/OWI*, 1998.

STILLMAN, R.H. « Probabilistic Derivation of Overstress for Overhead Distribution In-Line Structures » dans *IEEE Transactions on Reliability*, vol. 43, n° 3 (1994), p. 366-374.

STONE & WEBSTER MANAGEMENT CONSULTANTS, INC. *Ice Storm '98. A Report on the Electricity Supply Impacts of January, 1998 Ice Storm in Eastern Ontario. Independent Assessment of Ontario Hydro's, Review of the Effects of the January 1998 Ice Storm in Eastern Ontario*, 30 avril 1998, 11 pages.

TATTELMAN, P. et I.I. GRINGORTEN. *Estimated glaze ice and wind loads at the earth's surface for the contiguous United States*. AD-775 068, National Technical Information Service, U. S. Department of Commerce, Springfield, VA, 1973, 34 pages.

USGS. *Photograph of meteorological station by Rod March*, 1998.

VILLENEUVE, G.-O. *Glossaire de météorologie et de climatologie*. Les Presses de l'Université Laval, 1974, 560 pages.

WANG, T.-I., R. CRONKITE et J. CROSBY (1997) : *Ice pellet Performance Interim Report*. 1997.

WAHBA, Y.M.F., M.K.S. MADUGULA et G.R. MONFORTON. « Combined wind and ice loading on antenna towers » dans *Canadian Journal of Civil Engineering*, vol. 20 (1993), p. 1047-1056.

sous-chapitre

## La surveillance du verglas



La Commission a examiné les dispositifs de surveillance du givre et du verglas afin de mieux juger de la fiabilité des systèmes et des instruments actuellement utilisés.

À la demande de la Commission, une étude des systèmes et instruments utilisés par Hydro-Québec a été faite par M. Claude Lelièvre<sup>1</sup>. Elle porte d'abord, brièvement, sur le système Sygivre et les stations de surveillance des charges climatiques. Elle porte ensuite, plus en détail, sur le glacimètre et la difficulté d'évaluer avec précision les dépôts de verglas sur les conducteurs des lignes à haute tension.

---

1. Ph. D., président d'Enviromet International inc.

### SECTION 1

Le verglas ne s'accumule pas sur les câbles et les conducteurs comme il s'accumule au sol. En effet, la situation qui prévaut au niveau des conducteurs des lignes à haute tension peut être très différente: le verglas sur un conducteur se dépose de manière irrégulière, selon le taux de précipitation de la pluie verglaçante, la vitesse et la direction du vent, la température de l'air et celle du conducteur ainsi que la possibilité que ce dernier subisse des efforts de torsion et tourne sur lui-même sous l'effet de dépôts de verglas irrégulièrement répartis.

Les procédures actuelles d'Environnement Canada correspondent à des mesures de hauteur de précipitation exprimées en terme d'épaisseur d'eau équivalente, en tenant compte que 10 mm de verglas correspond à 9 mm d'eau.

Pour ce qui est des mesures faites par Hydro-Québec, la même remarque s'applique: les mesures sont aussi faites au niveau du sol, bien que les surfaces de référence – c'est le cas des cylindres des glaciomètres – correspondent davantage à la géométrie des câbles et des conducteurs. Par ailleurs, les mesures directes de la glace sur les conducteurs et sur les câbles de garde, ne sont généralement possibles que lorsque les câbles s'effondrent ou sont abaissés au sol.

Au cours de la tempête de verglas de janvier 1998, Hydro-Québec a effectué des mesures du diamètre maximal de la glace sur des câbles et des conducteurs à l'aide de pieds à coulisse. L'épaisseur (radiale équivalente) de la glace a ainsi été évaluée, en tenant compte de la forme variable des accumulations de glace. Hydro-Québec a aussi recueilli de nombreuses photographies de dépôts de glace sur les câbles et les conducteurs afin d'estimer les épaisseurs radiales de glace.

#### 1.1 Le système Sygivre

Mis en place par Hydro-Québec, au milieu des années 70, le système Sygivre est basé sur l'utilisation de givromètres, un instrument initialement développé pour la détection automatique du givre et des dépôts de glace sur les ailes des avions<sup>2</sup>.

Hydro-Québec possède actuellement d'une trentaine de stations de givromètres, réparties principalement dans le «couloir des tempêtes», c'est-à-dire le long de la vallée du Saint-Laurent.

Chaque site est équipé de deux types de détecteurs, un givromètre et une sonde de température.

Sygivre vise à permettre de calculer à chaque heure la charge de glace (givre ou verglas) accumulée sur les conducteurs<sup>3</sup>.

---

2. Cet instrument, mis au point par la firme Rosemount, est utilisé par le National Weather Service américain, dans les aéroports dits «intelligents».

3. À titre indicatif, on estime qu'un millimètre de glace équivaut à une charge de 70 g/m sur les conducteurs.

Les données ainsi recueillies sont acheminées à un système central qui, après analyse, avise le Centre de conduite du réseau des situations qui peuvent exiger des interventions particulières afin de préserver la stabilité du réseau.

### 1.1.1 Le givromètre

Dans le givromètre, la fréquence de vibration d'un petit cylindre instrumenté est mesurée afin de détecter la présence d'accumulation de verglas. Lorsque la glace se dépose sur le cylindre, la fréquence de résonance (40 000 Hz) de celui-ci est modifiée de façon proportionnelle au poids de la glace. Lorsque la fréquence atteint une valeur cible (un écart de 128 Hz) qui correspond à un certain poids de glace, un courant électrique fait fondre la glace accumulée. Une secousse mécanique permet de se débarrasser de la glace et de l'eau sur le cylindre. Ce dernier se refroidit et, éventuellement, la glace s'y accumule.

Pendant un épisode de givre ou de verglas, il peut y avoir de 10 à 15 cycles semblables par heure et chaque cycle correspond à environ 0,5 mm de glace.

La quantité de verglas est proportionnelle au nombre de cycles effectués par l'instrument. Une sonde de température est habituellement installée à proximité du givromètre afin de valider les données et de fournir des indications additionnelles sur le type de précipitation qui adhère au cylindre du givromètre.

Sygivre constitue le système de gestion des données des givromètres, recueillies en temps réel lors de tempêtes de pluie verglaçante et de verglas. Il comporte une trentaine de givromètres dont les données sont transmises par satellite, par micro-ondes ou par téléphone. L'ordinateur central en collige les données et produit une analyse en temps réel des épisodes de givre. Des avis de givrage sont expédiés par télécopieur ou par ordinateur vers les usagers. Ces données sont utiles aux chercheurs et aux responsables de l'exploitation du réseau et de l'entretien des lignes.

## 1.2 Les stations de télésurveillance des charges climatiques

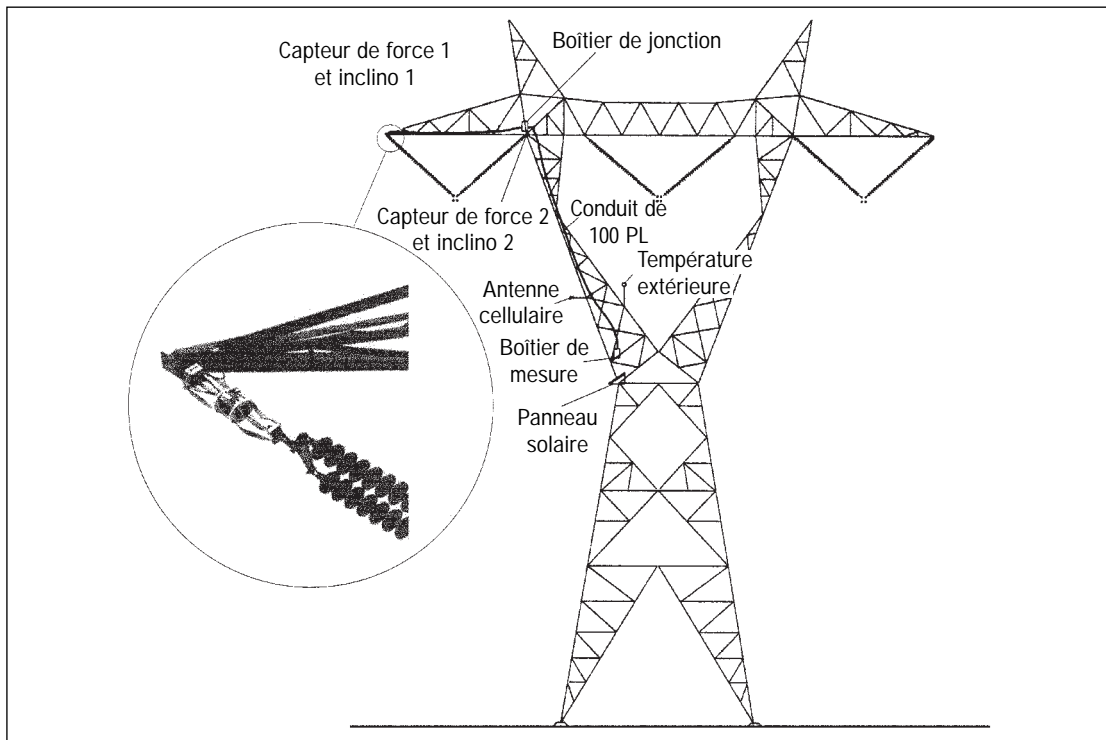
Hydro-Québec a équipé quatre stations de télésurveillance des charges climatiques sur des lignes de 735 kV. La première fut installée au Mont Bélair, en banlieue de Québec, en 1994. Par la suite trois autres sites furent ajoutés, au lac Lavoie, près de Baie Saint-Paul en 1995, au lac Saint-Pierre, près de la rivière Pentecôte en 1997 et à Stoneham, près de Québec, en 1998. Ces stations ont comme caractéristiques communes d'être localisées en régions montagneuses particulièrement propices à la formation de givre sur les conducteurs.

Une station comprend un système de capteurs, un système d'acquisition de données, un système de transmission des données et une alimentation à capteur solaire.

Le système de capteurs consiste en deux ensembles inclinomètre/dynamomètre installés en série aux points d'ancrage des isolateurs en V d'un pylône.

L'utilisation de l'ensemble inclinomètre/dynamomètre permet de mesurer les charges climatiques (glace et vent) dans un plan transversal au conducteur ainsi que la charge longitudinale qui peut résulter d'un chargement de glace inégal de deux portées adjacentes.

Figure 1  
Les stations de mesure des charges climatiques



Source: TransÉnergie, *Effets et conséquences sur les lignes de transport de la tempête de verglas survenue du 5 au 9 janvier 1998, Rapport détaillé, Aspects climatiques*, octobre 1998.

### 1.3 Le réseau des glaciètres

Au milieu des années 70, Hydro-Québec a entrepris la mise en place d'un réseau de stations glaciétriques.

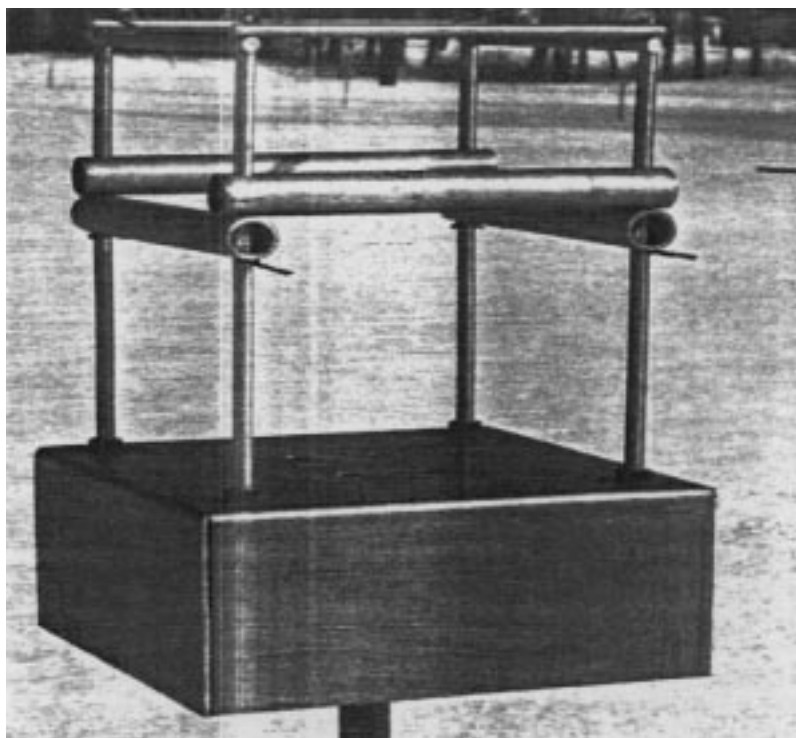
Ce réseau, qui a compté jusqu'à 180 stations disséminées à travers le Québec, a permis de recueillir de nombreuses données sur les épisodes de verglas qui se sont produits au Québec depuis près de vingt-cinq ans.

Depuis 1996, suite à une analyse statistique des données accumulées, Hydro-Québec a conservé une vingtaine de ses stations glaciétriques, principalement le long de la vallée du Saint-Laurent, là où se produisent la plupart des tempêtes de verglas.

À la base de ce réseau, le glaciètre, un instrument conçu par Hydro-Québec, permet de mesurer les accumulations de glace lors d'épisodes de verglas. La mesure des dépôts de glace accumulés sur cet instrument est utilisée pour évaluer l'épaisseur radiale équivalente de celle-ci sur les câbles et les conducteurs.

Le bas de l'instrument est constitué d'un boîtier métallique dont la partie inférieure est ouverte. Quatre supports verticaux de 12,7 mm de diamètre maintiennent en place quatre tiges, de 10 mm, installées au sommet, et quatre cylindres, de 25,4 mm de diamètre, installés à mi-hauteur.

Figure 2  
Le glaciètre



L'orientation du boîtier est ajustée de façon à ce que le côté du glaciètre, avec le cylindre et la tige en position plus élevée que sur le côté adjacent, soit perpendiculaire à la direction nord. La surface supérieure du boîtier est normalement installée à 1,5 m du sol. Une distance de 102 mm sépare les tiges supérieures et les cylindres. La partie inférieure des faces sud et nord est à 187 mm du dessus du boîtier, tandis que la partie inférieure des autres cylindres est à 161 mm du dessus du boîtier.

Deux fois par jour, vers 8 heures et 18 heures, l'observateur mesure l'épaisseur des précipitations accumulées sur les plaques et les tubes qui forment le glaciètre puis consigne ses observations sur des formulaires spéciaux. Les données sont par la suite validées et archivées sur support informatique. Un facteur de conversion est appliqué aux données afin d'obtenir une épaisseur radiale équivalente maximale représentative de l'accumulation qui peut se retrouver sur les conducteurs.

Cette façon de mesurer l'épaisseur de glace reste cependant moins précise, par un facteur d'environ 10, que la mesure de la précipitation fondue parce qu'elle ne peut tirer profit de l'effet multiplicateur de la collecte sur une grande surface combiné à la mesure de la hauteur sur une petite surface.

Dans le cas des stations glaciétriques les mieux équipées, c'est-à-dire celles où l'on effectue des relevés météorologiques, les informations suivantes sont prises en compte.

- Hauteur de pluie depuis la dernière observation
- Hauteur de neige depuis la dernière observation
- Température de l'air instantanée

- Vitesse du vent
- Direction du vent

Les dates du début et de la fin des précipitations verglaçantes ou adhérentes sont relevées, si cela s'est produit depuis la dernière observation. La présence (1) ou absence (0) des types suivants de dépôt est codée.

- Givre
- Verglas
- Verglas et glaçons
- Autres

S'il y a des glaçons sur les tiges ou cylindres l'observateur note leur abondance par les codes suivants :

- 1 = glaçons peu nombreux
- 2 = glaçons moyennement nombreux.
- 3 = glaçons nombreux.

S'il y a des glaçons, l'observateur note également leur longueur ainsi :

- 0 = glaçons très courts (< 25 mm)
- 1 = glaçons courts (= 25 mm)
- 2 = glaçons moyens (= 50 mm)
- 3 = glaçons longs (= 75 mm)
- 4 = glaçons très longs (> 75 mm)

L'épaisseur maximale de la glace sur le dessus du boîtier et son emplacement sont notés sur la feuille de relevé. Les épaisseurs maximales de la glace sont mesurées sur toutes les faces du boîtier ainsi que sur les quatre tiges et les quatre cylindres. L'apparence de la glace est rapportée schématiquement et les emplacements des points de mesure sont indiqués. L'observateur ajoute tout commentaire qu'il juge pertinent.

## SECTION 2

Bien que les systèmes et les instruments de surveillance du verglas actuellement utilisés par Hydro-Québec fournissent des données utiles, les spécialistes de la Commission y ont constaté des limites importantes particulièrement lors de fortes accumulations comme celles du verglas de janvier 1998.

Ainsi, les données des givromètres ne semblent valables que pour des accumulations légères de verglas. Lorsque les accumulations sont importantes elles peuvent causer des problèmes qui exigent l'intervention d'un technicien. Pour les instruments situés dans des lieux facilement accessibles, ceci ne constitue pas un problème sérieux. Par contre, pour les givromètres installés dans des endroits isolés, ceci peut signifier la perte de données pour de longues périodes.

Par ailleurs, la mesure de l'épaisseur de glace sur les glacimètres reste peu précise, par un facteur d'environ 10, par rapport à la mesure de la précipitation fondue parce qu'elle ne peut tirer profit de l'effet multiplicateur de la collecte sur une grande surface combinée à la mesure de la hauteur sur une petite surface. De plus, une analyse approfondie des données glacimétriques recueillies lors de la tempête de verglas de janvier 1998 présentée ci-dessous montre que la méthode utilisée par Hydro-Québec a conduit à des estimations initiales d'accumulations de verglas excessives.

### 2.1 Les limites des givromètres

Selon les spécialistes<sup>4</sup>, trois facteurs réduisent la précision et la fiabilité des givromètres.

- Le premier facteur d'imprécision est que l'instrument actuel compte les cycles de givrage-dégivrage, et que ces cycles comportent un temps mort et peuvent aussi avoir une longueur variable suivant les conditions de transmission de chaleur. Le cycle ne peut être précisément interprété comme proportionnel à l'intensité de verglas. Par contre, l'utilisation du changement de la fréquence de résonance de l'instrument au cours de la portion de givrage du cycle pourrait permettre de mesurer l'intensité de verglas avec une plus grande précision.
- La deuxième imprécision du givromètre pour mesurer l'intensité du verglas est le fait qu'on installe actuellement l'instrument avec un angle à partir de la verticale pour éviter certains problèmes techniques. Ceci empêche que la lecture de l'instrument soit indépendante de la direction du vent, puisque seulement une direction verticale de la sonde permettrait à l'instrument d'être complètement indépendant de la direction du vent. Si l'inclinaison dépasse 15 % par rapport à la verticale, les mesures d'intensité en seront affectées.
- La troisième imprécision de cet instrument pour l'estimation des surcharges de glace, est qu'il ne permet pas de prendre en considération la croissance accrue par le grossissement du collecteur.

---

4. Pierre McCOMBER, mémoire présenté à la Commission scientifique et technique [verglas de janvier 98], 1998, 48 p.

De plus, le givromètre ne fonctionne pas toujours de façon satisfaisante dans des conditions de tempêtes de verglas sévères, comme on l'a constaté lors de la tempête de pluie verglaçante de janvier 1998. D'ailleurs, les données des givromètres n'ont pas été utilisées par Hydro-Québec dans l'évaluation des quantités de verglas tombé lors de cette tempête. Les spécialistes de la Commission ont consulté les données des givromètres des stations de Châteauguay, de Sorel, de Varennes (IREQ) et de Chénier et ont relevé les problèmes suivants.

- Le givromètre a parfois dû être déglacé manuellement.
- L'antenne de transmission s'est parfois recouverte de glace, entravant la transmission des données.
- La sonde ne s'est pas toujours dégagée complètement de sa glace.
- Le givromètre a parfois été recouvert d'une enveloppe de glace, empêchant la sonde de capter la pluie verglaçante.
- Il y a parfois eu des accumulations de neige ou de verglas sur la partie en caoutchouc près de la sonde, augmentant la fréquence au point de causer des inversions (fréquence plus élevée que prévue pour la sonde libre de glace) car le poids de la glace sur cette dernière fait normalement diminuer la fréquence.
- Le givromètre s'est recouvert de glace à la suite de pannes d'alimentation électrique.

## 2.2 Les limites des glaciètres

### 2.2.1 La validation et l'archivage des données

Un spécialiste d'Hydro-Québec est chargé de valider les relevés des observateurs de toutes les stations glaciétriques. Il vérifie les inconsistances et apporte les corrections nécessaires. Les données sont ensuite saisies et ajoutées à la base de données.

Une étude d'Hydro-Québec aurait démontré qu'en utilisant la valeur maximale parmi les épaisseurs de glace sur l'un des quatre cylindres (de 25 mm) et en lui appliquant un facteur de 0,7 pour les cas où il n'y a pas de glaçons et de 1,1 dans le cas où il y en a, on trouverait l'épaisseur de glace radiale équivalente maximale sur les conducteurs. Selon Hydro-Québec :

*« Seul le facteur utilisé pour calculer l'épaisseur de glace équivalente sur un conducteur simple ayant un diamètre d'environ 30 mm, se trouvant sur une portée d'environ 350 m et ayant la température de l'air ambiant a été établi jusqu'à maintenant... Nous sommes conscients que la marge d'erreur est encore grande dans le cas où la température de l'air est près du point de congélation et dans le cas de grands vents. »*

### 2.2.2 La relation entre l'épaisseur maximale relevée et l'épaisseur radiale équivalente

L'épaisseur de la glace qui peut s'accumuler sur un cylindre varie d'un endroit à un autre et dépend aussi de la direction radiale.

Hydro-Québec n'utilise que la valeur maximale de l'épaisseur mesurée, ce qui ne permet de déduire le rayon équivalent que lorsque la glace est uniformément répartie sur le cylindre,

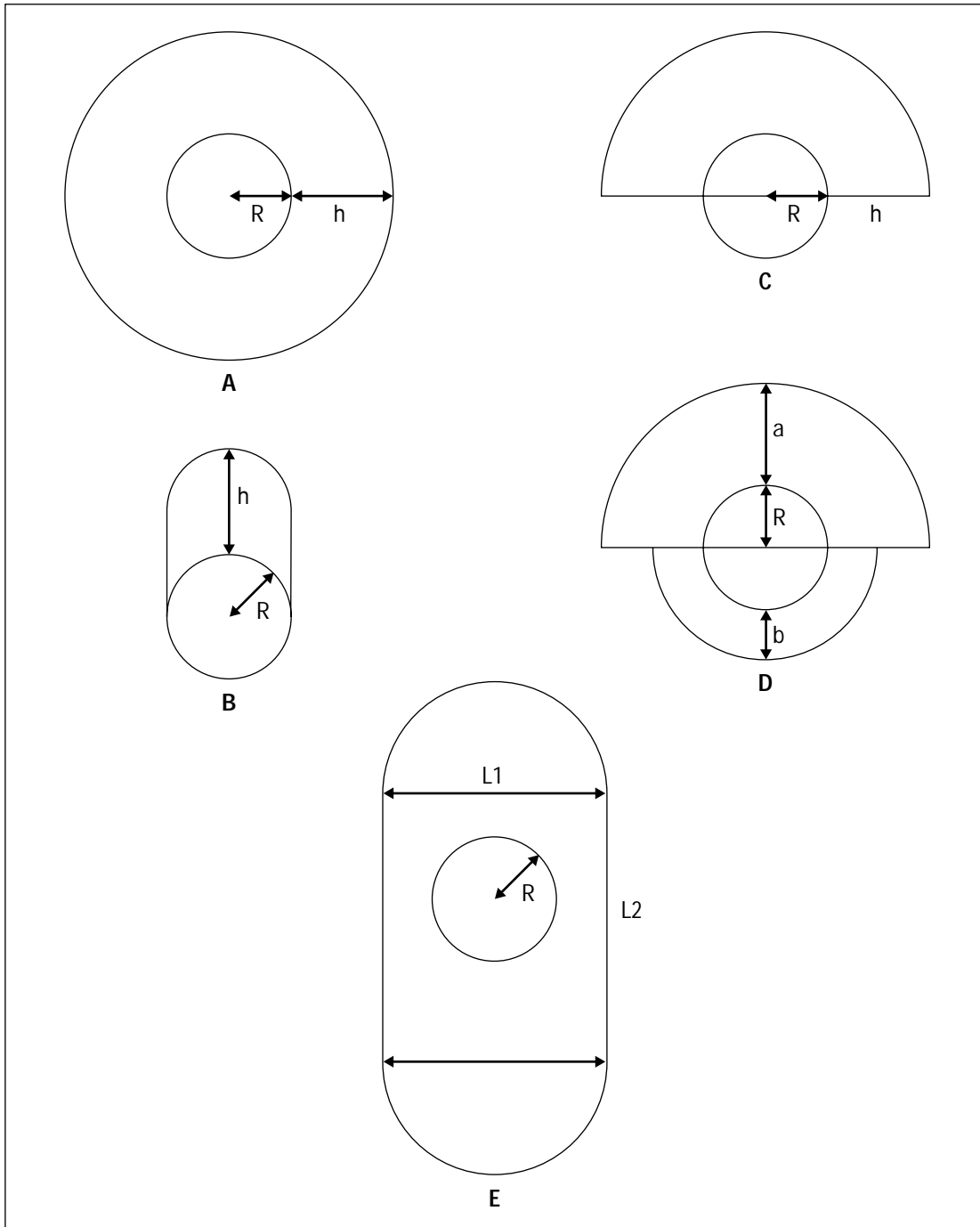


à la fois en longueur et en épaisseur. En général la glace n'est pas uniformément répartie et la mesure sera prise sur une portion où la glace n'est pas uniforme. Lorsqu'il n'y a pas de glaçons ni d'écoulement de pluie verglaçante, cette méthode a pour effet d'exagérer de façon systématique l'épaisseur radiale équivalente des dépôts de verglas.

Quelques formes géométriques simples permettent de représenter l'épaisseur radiale équivalente de glace sur des cylindres.

Figure 3

Quelques formes typiques d'accumulation de glace sur des cylindres



Des équations simples permettent de calculer le rapport entre l'épaisseur maximale de la glace et l'épaisseur radiale équivalente de la glace.

Tableau 1

Le calcul des épaisseurs radiales équivalentes en fonction des types d'accumulation de glace			
Type	Forme	Équation: accumulation réelle	Rapport: Valeur calculée/valeur réelle
A	Circulaire centrée	$(E-2R)/2$	1,00
B	Épaisseur uniforme sur la largeur du diamètre	$(E-2R)/\pi$	$\pi/2 = 1,57$
C	Épaisseur circulaire sur 180 degrés	$(E^2/8 + R^2/2)^{0,5} - R$	$(E - 2R)/[(E^2/2+2R^2)^{0,5} - 2R]$
D	2 demi-cercles	$(0,5 [(R+a)^2+(R+b)^2])^{0,5} - R$ avec $E = 2(R+a)$	$(E - 2R)/$ $[2 [(R+a)^2+(R+b)^2])^{0,5} - 2R]$
E	Rectangle et 2 demi-cercles	$(L1 L2/\pi + L2^2/4)^{0,5} - R$ avec $E = L1 + L2$	$(E - 2R)/ (2 [(L1 L2/\pi + L2^2/4)^{0,5} - R])$

La forme A est l'accumulation radiale uniforme autour d'un cylindre dont le rayon est  $R$ . L'épaisseur  $h$  de l'accumulation est uniforme et est donc égale au rayon équivalent ( $R_e$ ), c'est-à-dire l'épaisseur radiale équivalente.

La forme B est l'accumulation d'une couche de glace uniforme sur une largeur égale au diamètre du cylindre. Ce type d'accumulation pourrait se produire sur un cylindre rigide lors de pluie verglaçante pendant une journée avec un vent calme ou de vitesse très régulière lorsque la température est inférieure à  $-3$  ou  $-4$  °C.

La forme C est l'accumulation d'une couche uniforme sur la moitié du cylindre. Ceci pourrait se produire sur des câbles possédant une capacité limitée d'effectuer des rotations. Pour de faibles épaisseurs de verglas, l'utilisation de l'épaisseur mesurée conduit à une surestimation par un facteur d'environ 2 de la valeur de l'épaisseur radiale équivalente réelle. Le diamètre du cylindre a été supposé égal à 25 mm. La surestimation diminue graduellement avec l'épaisseur de glace pour atteindre de façon asymptotique  $2^{1/2} = 1,41$ .

La forme D représente un cas de transition entre les formes A et C et représente l'accumulation de glace en deux demi-cercles de rayons différents ( $a$  et  $b$ ). Si les deux épaisseurs sont égales, on retrouve la forme A. Si l'une des deux est nulle, on retrouve la forme C. La surestimation du rayon équivalent réel en fonction de l'épaisseur mesurée pour trois rapports (0,25, 0,5 et 0,75) entre le rayon du petit demi-cercle et celui du grand demi-cercle correspond à un facteur de l'ordre de 1,5 pour un rapport des rayons de 0,25, de l'ordre de 1,3 pour un rapport des rayons de 0,5 et d'environ 1,15 pour un rapport des rayons de 0,75. Il y a une réduction substantielle de la surestimation lorsqu'on se rapproche de la forme typique.

La forme E est constituée d'un demi-cercle surplombant un rectangle qui est bordé dans le bas par un autre demi-cercle. Le diamètre des deux demi-cercles est égal à la largeur  $L1$  du rectangle. Si la hauteur du rectangle est nulle nous obtenons la forme A qui est parfaitement circulaire. Plus la hauteur  $L2$  du rectangle est grande, plus la forme devient relativement allongée, ce qui pourrait simuler les conditions pour lesquelles la glace fond sur le dessus pour geler plus bas ou lorsque la pluie verglaçante ne gèle pas instantanément après l'impact. Dans l'hypothèse où  $L1 = 28$  mm,  $R = 12,5$  mm et  $L2$  augmente graduellement, lorsque  $L2$  est nulle, on obtient une surface en forme de cercle, de sorte que la formule pour calculer le rayon équivalent est exacte et produit donc un rapport égal à 1. Dans ce cas-ci, le rapport

croît continuellement en fonction de l'allongement du rectangle : la surestimation de l'épaisseur radiale équivalente devient très grande lorsque la glace prend une forme allongée.

D'autres formes sont également possibles. Plus la forme est allongée et mince, plus la surestimation de l'épaisseur radiale équivalente est grande.

Donc, la technique utilisée pour estimer l'épaisseur radiale équivalente à partir des données du glaciomètre produit une surestimation de l'ordre de 50 % de la valeur réelle pour les raisons suivantes.

- Le point de mesure est l'endroit où se trouve la plus forte épaisseur de glace. Cet endroit n'est pas nécessairement représentatif de l'accumulation moyenne sur un cylindre. Il devient représentatif de l'accumulation radiale équivalente « maximale » mais cette donnée est sans intérêt pour le calcul des supports et crée une confusion en regard de la définition acceptée par les codes et normes internationales.
- La forme de l'accumulation de la glace joue un rôle très important dans l'estimation de la véritable épaisseur radiale équivalente. Sauf pour une accumulation parfaitement cylindrique, il y a surestimation de l'épaisseur radiale équivalente.
- Par ailleurs, l'utilisation d'un cylindre fixe n'est pas propice à une accumulation parfaitement radiale de la glace. Ainsi, le niveau de surestimation varie donc selon la forme laquelle varie aussi au cours d'une tempête et d'une tempête à une autre ; la technique utilisée introduit donc un facteur d'incertitude important sur la véritable valeur de l'épaisseur radiale équivalente.

### **2.2.3 Étude des données des glaciomètres**

#### **2.2.3.1 Hypothèses quant aux conditions**

Dans l'étude des données fournies par les glaciomètres lors de la tempête de verglas de janvier 1998, les spécialistes de la Commission posent les hypothèses suivantes.

- La pluie verglaçante gèle instantanément sur toutes les faces du boîtier (croissance sèche).
- L'épaisseur de glace est uniforme sur chaque face du boîtier mais peut varier d'une face à l'autre.
- La pluie verglaçante se répartit uniformément de façon radiale ainsi que sur la longueur des cylindres et des tiges.
- Le vent reste constant en vitesse et en direction pendant tout l'épisode du verglas.
- Les diverses parties du glaciomètre ne nuisent pas à la collecte optimale de la précipitation verglaçante ; aucune partie du glaciomètre ne fait d'ombrage à la collecte de précipitation sur ses autres sections.
- Il n'y a aucune perte par évaporation, par fusion, par sublimation ou par écoulement.
- Il n'y a pas formation de glaçons.
- Les mesures de précipitation prises à la station météorologique sont représentatives des précipitations reçues par le glaciomètre.

Les relevés des épaisseurs de glace sur les dessus des boîtiers ainsi que sur les tiges et cylindres sont examinés ci-dessous.

Tableau 2

Valeurs théoriques des épaisseurs de glace aux différents points de mesure du glaciètre	
Point de mesure	Épaisseur de glace
Dessus du boîtier	Hauteur de pluie verglaçante divisée par 0,9
Côté nord	Due à la composante nord du vent
Côté sud	Due à la composante sud du vent
Côté est	Due à la composante est du vent
Côté ouest	Due à la composante ouest du vent
Tige nord	Répartition sur la circonférence (facteur $1/\pi$ ) de la contribution de trois composantes : hauteur de pluie verglaçante divisée par 0,9, épaisseurs de glace dues aux composantes sud et nord du vent
Tige sud	Épaisseur identique à celle de la tige nord
Tige est	Répartition sur la circonférence (facteur $1/\pi$ ) de la contribution de trois composantes : hauteur de pluie verglaçante divisée par 0,9, épaisseurs de glace dues aux composantes est et ouest du vent
Tige ouest	Épaisseur identique à celle de la tige est
Cylindre nord	Épaisseur identique à celle de la tige nord
Cylindre sud	Épaisseur identique à celle de la tige sud
Cylindre est	Épaisseur identique à celle de la tige est
Cylindre ouest	Épaisseur identique à celle de la tige ouest

Il s'agit de cas de croissance sèche de l'accumulation de glace due au verglas.

### 2.2.3.2 Les épaisseurs de glace relevées sur le dessus du boîtier

Le rapport entre la somme des épaisseurs de glace mesurées sur les dessus des boîtiers des glaciètres et la somme des précipitations divisées par 0,9 (la densité de la glace) est de 0,839, pour l'ensemble des stations, excluant les stations problématiques Angers, Sainte-Béatrix et Saint-Camille-de-Wolfe. Cette valeur est près de la valeur de 0,830 trouvée comme pente de la régression<sup>5</sup> linéaire effectuée. La relation est fortement linéaire car la régression quadratique n'apporte qu'une faible amélioration avec une valeur très faible pour le terme quadratique. Il y a donc environ 20 % moins de précipitation sur le dessus du glaciètre que ne l'indique la hauteur de précipitation.

5. Méthode d'ajustement des données observées permettant de représenter les relations entre deux paramètres.

Tableau 3

La relation entre l'épaisseur de glace sur le dessus du boîtier du glacimètre et la hauteur de pluie rapportée*						
Station	Régression linéaire		Polynôme 2 <sup>e</sup> degré			Commentaires
	a <sub>1</sub>	r <sup>2</sup>	a <sub>1</sub>	a <sub>2</sub>	r <sup>2</sup>	
Huntingdon	0,987	0,994	1,095	-0,00018	0,997	Excellent ajustement
Saint-Hubert	0,886	0,984	1,023	-0,00025	0,992	Excellent ajustement : effet croissant d'interception par les côtés
Drummondville	1,061	0,862	1,563	-0,01322	0,907	
Iberville	0,811	0,885	0,585	+0,00038	0,907	
Dorval	0,822	0,601	1,453	-0,00211	0,830	
Lachute	0,679	0,929	0,981	-0,00065	0,970	
Fleury	0,466	0,822	0,681	-0,00054	0,913	
Moyenne	0,830	0,815	0,734	+0,0002	0,820	
<b>Stations problématiques</b>						
Saint-Camille-de-Wolfe	0,281	0,980	0,233	+0,00013	0,987	Bon ajustement, mais valeurs trop faibles par un facteur 3,9
Sainte-Béatrix	1,503		2,664	-0,00856	0,951	Valeur initiale élevée, peu de variations par la suite
Angers						Valeur constante à 20 mm

\* Résultat de l'application de régressions linéaires ( $y = a_1 x$ ) et d'ajustements par des polynômes du deuxième degré ( $y = a_1 x + a_2 x^2$ ), en forçant une valeur nulle au point 0, et coefficients de détermination ( $r^2$ ).

En examinant les données des épaisseurs de glace sur le dessus du boîtier il semble que l'épaisseur de glace sur le dessus du boîtier est inférieure à celle que l'on devrait normalement avoir en fonction de la hauteur de pluie verglaçante, sans doute pour l'une ou l'autre des raisons suivantes.

- Une partie du verglas a pu tomber sous forme humide et ruisseler.
- Une partie du verglas a pu se sublimer.
- Une partie du verglas a pu fondre.
- L'efficacité de collecte du verglas diminue à cause de l'accumulation croissante de glace sur les autres parties du glacimètre.
- La hauteur de précipitation verglaçante est surestimée.

Quant aux données correspondant aux épaisseurs de glace sur le dessus du boîtier en fonction de la hauteur de la pluie verglaçante aux stations Angers, Sainte-Béatrix et Saint-Camille-de-Wolfe, il ressort les constats suivants.

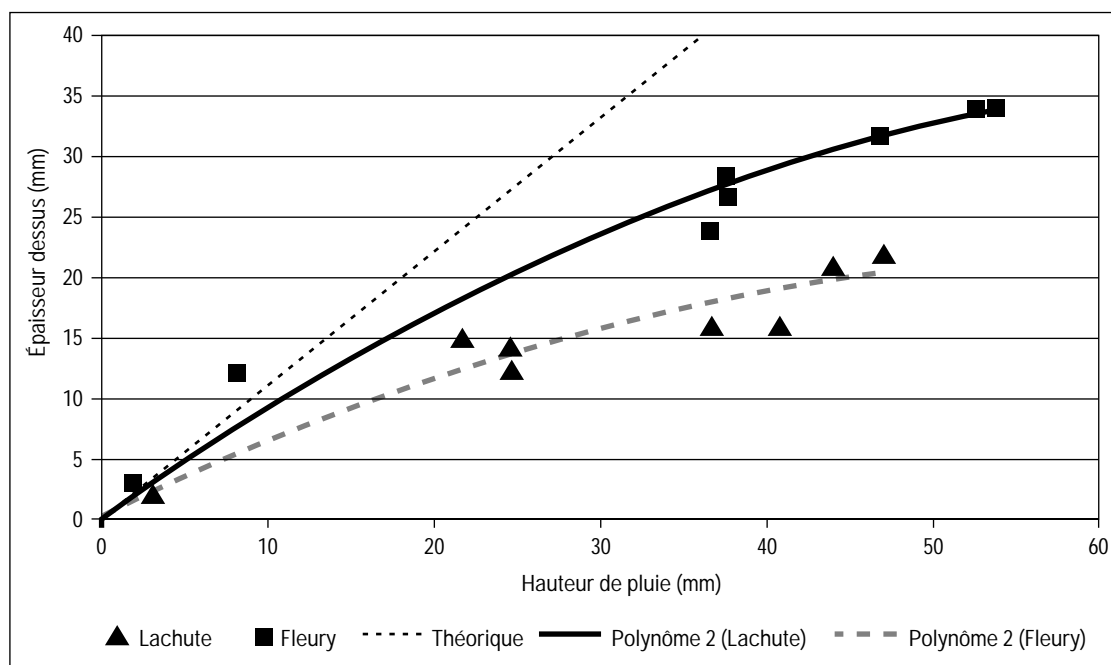
- L'épaisseur constante à 20 mm à Angers n'est pas compréhensible ; il y avait peut-être un amas initial de glace qui aurait faussé les données par la suite.
- La forte valeur initiale de l'épaisseur de verglas sur le dessus du boîtier à Sainte-Béatrix a causé une anomalie entraînant un mauvais ajustement linéaire.
- À Saint-Camille-de-Wolfe, l'ajustement linéaire est excellent, mais l'épaisseur de glace est sous-estimée par un facteur d'environ 3,9.

Pour les données des stations Fleury et Lachute, on constate un éloignement croissant de la droite théorique, particulièrement important dans le cas des données de la station Fleury.

Les quantités de verglas mesurées sur le dessus du boîtier sont inférieures de 50 % à celles que l'on attendrait en fonction des quantités de pluie tombées.

Figure 4

La variation de l'épaisseur de glace sur le dessus du boîtier du glacimètre en fonction de la hauteur de pluie verglaçante \*



\* Pour les données prises entre le 5 et le 9 janvier 1998, aux stations Fleury et Lachute.

Le même effet est noté pour les données des stations de Dorval et d'Iberville, pour des quantités de pluie inférieures à 40 mm, par contre, l'accord entre les relevés et les valeurs théoriques est excellent pour les données des stations de Saint-Hubert, Huntingdon et Drummondville.

On constate généralement que les glacimètres montrent des quantités de verglas plus faibles que celles auxquelles on pourrait s'attendre sur la base des hauteurs de pluie verglaçante. Ceci est sans doute dû à la configuration même du glacimètre. En effet, à titre d'exemple, pour un vent de 4 m/s perpendiculaire à la face nord du glacimètre et une vitesse de chute de la précipitation de 4 m/s, la précipitation tombe avec un angle de 45 degrés. En fonction de la géométrie du glacimètre, le cylindre de la face nord intercepte la précipitation selon un diamètre de 25 mm. Si on tient compte de l'angle de 45 degrés, la distance sans précipitation sur le dessus du boîtier est de  $25 \text{ mm} / \sin(45^\circ) = 35,4 \text{ mm}$ . Comme la dimension du dessus du boîtier est de 254 mm, il s'agit ici d'une perte de 14%. Au fur et à mesure que la précipitation s'accumule sur le cylindre de la face nord, une partie de plus en plus importante de la précipitation pourra ne pas se déposer sur le dessus du boîtier du glacimètre, étant interceptée par le cylindre.

### 2.2.3.3 Les épaisseurs de glace relevées sur les tiges et les cylindres

#### Théorie

En théorie, les épaisseurs de glace sur les cylindres nord et sud, ainsi que sur les tiges nord et sud devraient être égales et dépendre de la répartition sur le diamètre (facteur  $1/\pi$ ) de la

contribution de trois composantes : la hauteur de pluie verglaçante divisée par 0,9 et les épaisseurs de glace dues à la composante sud et à la composante nord du vent.

Les épaisseurs de glace dues aux composantes nord et sud du vent peuvent être estimées par les épaisseurs de glace respectivement sur les côtés nord et sud du glacimètre. Par ailleurs, l'accumulation de glace sur les côtés du glacimètre n'est pas sujette à des pertes dues à l'interception par d'autres parties du glacimètre. Cependant, un surplus de glace peut résulter du ruissellement de l'eau en provenance du dessus du boîtier ainsi que des tiges et cylindres ou une perte peut se produire lorsque l'eau ruisselle au bas des côtés.

Dans le cas où la pluie verglaçante gèlerait très rapidement après son impact sur les objets, l'épaisseur de glace sur les côtés dépendrait de la composante du vent perpendiculaire à ce côté ainsi que du contenu en eau liquide de l'atmosphère, lequel dépend de l'intensité de la pluie. Pour modéliser de façon précise les accumulations de glace sur les côtés, il faudrait connaître les moyennes horaires de la direction et de la vitesse du vent ainsi que la quantité de pluie à toutes les heures. Les données sur la direction du vent sont généralement estimées deux fois par jour, avec une résolution de 45 degrés. La résolution sur la vitesse du vent est de l'ordre de 5 à 10 km/h. Les données de précipitation ne sont disponibles que deux fois par jour. Les données météorologiques sont donc généralement trop imprécises pour permettre de modéliser les accumulations de glace sur les côtés. Cependant, les données sur les épaisseurs de glace sur les côtés utilisées conjointement avec les données sur l'épaisseur de glace sur le dessus du boîtier du glacimètre peuvent servir à valider les données d'accumulation de glace sur les tiges et sur les cylindres.

Pour une teneur en eau liquide moyenne durant l'événement et une vitesse de chute moyenne de la précipitation, les accumulations sont proportionnelles aux composantes du vent perpendiculaires à chacune des faces. L'épaisseur ( $E_H$ ) de glace sur une plaque perpendiculaire à l'angle vertical moyen de chute de la précipitation est donnée par :

$$E_H = (E_c^2 + E_d^2)^{0.5}$$

Où :

$E_c$  = Épaisseur de glace sur un des côtés du boîtier du glacimètre

$E_d$  = Épaisseur de glace sur le dessus du glacimètre

Puisque la tige intercepte la précipitation en fonction de son diamètre et que l'épaisseur de la glace se répartit sur la circonférence, l'épaisseur de la glace radiale ( $E_{r1}$ ) correspond à la valeur de  $E_H$  divisée par  $p$ . L'équation devient alors :

$$E_{r1} = (E_d^2 + E_c^2)^{0.5} / \pi$$

Pour la tige qui est parallèle à la face orientée vers le nord, les accumulations sur les côtés nord et sud ( $E_N + E_S$ ) devraient être considérées comme valeur de  $E_c$ , car l'accumulation de glace se produira sur le cylindre, que le vent souffle du nord ou du sud.

Une deuxième façon de calculer peut être utilisée si on dispose de la quantité de pluie verglaçante cumulée ( $P$ ) depuis le début de la tempête de verglas :

$$E_{r2} = [(P / 0,9)^2 + E_c^2]^{0.5} / \pi$$

Pour fins de comparaison avec les données théoriques exprimées en termes de rayon, les épaisseurs mesurées ont été divisées par 2 (conversion de diamètre à rayon).

Les régressions linéaires et quadratiques ont été effectuées en forçant l'ajustement à la valeur (0,0), c'est-à-dire que, s'il n'y a pas de glace sur le boîtier du glacimètre, la régression n'en prédira pas sur les cylindres ou tiges du glacimètre.

La valeur du coefficient  $a_1$  de la régression linéaire donne la pente de l'ajustement qui devrait être égale à 1 pour un accord parfait entre la théorie et les mesures. Une valeur de  $a_1$  supérieure à 1 signifie que l'épaisseur de glace mesurée sur les tiges et cylindres est plus petite que celle qui est prédite.

### Résultats

L'examen du tableau 4 qui s'appuie sur la comparaison de 14 cas tirés de 7 stations révèle que :

- Les pentes associées avec les régressions utilisant l'épaisseur de glace sur le dessus du glacimètre ( $E_{r1}$ ) sont toujours plus faibles que celles utilisant les données de précipitation ( $E_{r2}$ ). Il y a donc moins de glace sur le dessus du glacimètre que ne le laisse prévoir la hauteur de pluie verglaçante. Le rapport entre les pentes est de 0,81 en utilisant les données des tiges et de 0,83 en utilisant les données des cylindres. Ce rapport est consistant entre le rapport de la somme des épaisseurs mesurées sur le dessus du boîtier et la somme des précipitations qui est de 0,83.
- Le coefficient de détermination pour la prévision de l'épaisseur de verglas sur les tiges et les cylindres est nettement meilleur (par environ 10 %) lorsqu'on utilise la donnée de précipitation ( $E_{r2}$ ) plutôt que l'épaisseur sur le dessus du boîtier ( $E_{r1}$ ).
- L'ajustement avec un polynôme du deuxième degré améliore d'environ 2 à 3 % le coefficient de détermination. Cette faible amélioration ainsi que les faibles valeurs des coefficients du terme quadratique démontrent que la relation est essentiellement linéaire.

Tableau 4

Sommaire des analyses effectuées en regroupant les données sur les tiges et les cylindres aux 7 stations glacimétriques										
Station	$E_{r1}$ vs Mesuré					$E_{r2}$ vs Mesuré				
	Régression linéaire		Régression 2 <sup>e</sup> degré			Régression linéaire		Régression 2 <sup>e</sup> degré		
	$a_1$	$r^2$	$a_1$	$a_2$	$r^2$	$a_1$	$r^2$	$a_1$	$a_2$	$r^2$
Tige nord	0,755	0,795	0,808	-0,0020	0,798	0,885	0,900	1,018	-0,0049	0,916
Tige sud	0,756	0,673	0,864	-0,0040	0,687	0,890	0,801	1,075	-0,068	0,836
Tige est	0,732	0,862	0,718	-0,0006	0,862	0,947	0,928	1,061	-0,0049	0,932
Tige ouest	0,709	0,824	0,723	-0,0006	0,824	0,918	0,883	1,062	-0,0061	0,894
Moyenne des tiges	0,738	0,789	0,778	-0,0018	0,793	0,910	0,878	1,054	-0,0210	0,895
Cylindre nord	0,694	0,827	0,750	-0,0019	0,831	0,807	0,871	0,958	-0,0050	0,896
Cylindre sud	0,769	0,585	0,802	-0,0013	0,586	0,807	0,871	0,958	-0,0050	0,896
Cylindre est	0,738	0,868	0,637	0,0045	0,876	0,966	0,864	1,066	-0,0046	0,869
Cylindre ouest	0,745	0,705	0,895	-0,0062	0,742	0,971	0,810	1,146	-0,0081	0,836
Moyenne des cylindres	0,737	0,746	0,771	-0,0012	0,759	0,888	0,854	1,032	-0,0057	0,874

De cette analyse ressortent les constats suivants.

- Les relations entre les accumulations de verglas sur les paires de tiges sud et nord, ainsi que ouest et est sont linéaires, avec un coefficient de détermination d'environ 0,965 et une pente égale, à 2 % près.



- Il y a environ 7% plus de glace collectée sur le cylindre Nord que sur la tige Nord située directement au dessus et le coefficient de détermination de la relation linéaire entre les deux est de 0,954.
- Il y a environ 2% moins de glace collectée sur le cylindre est que sur la tige est et le coefficient de détermination de la relation linéaire entre les deux atteint 0,947<sup>6</sup>.
- Il y a environ 14% plus de verglas sur le cylindre Nord que sur le cylindre sud et 10% de plus sur le cylindre est que sur le cylindre ouest<sup>7</sup>.

#### 2.2.4 La méthode d'analyse suivie par Hydro-Québec

Selon la méthode suivie par Hydro-Québec, lorsqu'il n'y a pas de glaçons, l'épaisseur radiale équivalente du verglas sur un conducteur électrique est obtenue en multipliant par 0,7 le diamètre maximal observé sur n'importe quel des cylindres (de 25 mm) du glacimètre, après en avoir soustrait le diamètre. Lorsqu'il y a présence de glaçons, ce facteur est augmenté à 1,1.

Tableau 5

Les relevés des stations glacimétriques et les épaisseurs de verglas				
Station	Pluie verglaçante (mm)	Grésil (cm)	Verglas maximum sur les cylindres (mm)	Épaisseur radiale équivalente (mm)
Huntingdon	78,3	15,7	68	75
Iberville	73,2	0	105	74
Saint-Hubert-A	71,9	15,4	92	64
Fleury	46,7	2	54	59
Montréal-A	39,6	16,5	52	57
Drummondville	63,9	9,0	49	54
Lachute	53,2	8,0	45	50
Lambton	–	–	35	25
Angers	55,0	8,0	22	24
Maniwaki	30,2	8,6	21	23
Saint-Faustin	–	–	21	23
Saint-Camille de Wolfe	41,9	0	18	13
Laurierville	0,4	–	18	13
Sainte-Béatrix	15,0	19,4	15	11
Saint-Prosper	4,0	11,2	8	6

Pour la station Iberville, il manque les observations de 18h00 du 9 janvier. Une quantité additionnelle de pluie verglaçante de 12 mm a été estimée par le MEF, ce qui aurait pu ajouter de 5 à 8 mm additionnels de verglas sur le cylindre.

Pour les stations Fleury, Sainte-Béatrix et Saint-Prosper, il manque les observations de 08h00, le 5 janvier. En utilisant les estimations de Milton et Bourque (1998), il manquerait 2 mm de pluie verglaçante à Fleury, 1 mm à Sainte-Béatrix et 6 mm à Saint-Prosper.

Pour les stations Lambton et Saint-Faustin, il manque les observations du 9 janvier.

Pour la station Saint-Camille de Wolfe, il manque les observations du 5 janvier.

Pour la station Laurierville, les observations débutent à 18h00, le 7 janvier. Les hauteurs de pluie sont sous-estimées. Elles sont estimées à 7,0 mm dans Milton et Bourque (1998).

6. Puisque le vent soufflait du nord-est pendant la tempête, il semble que les tiges et cylindres exposés directement au vent aient accumulé les mêmes quantités de verglas, ce qui démontre qu'il n'y a pas d'obstacle à la captation de la pluie.
7. Les cylindres nord et est ont fait directement face au vent et n'ont pas été influencés par la captation de verglas par d'autres sections du glacimètre. Les régressions ont des coefficients de régression linéaire d'environ 0,87 et il y a donc plus de variabilité, sans doute parce que le phénomène de réduction des quantités de verglas due à l'interception par les autres parties du glacimètre dépend de plusieurs facteurs dont la vitesse et la direction du vent. Les régressions quadratiques n'améliorent pas tellement la valeur du coefficient de détermination.

Selon les calculs d'Hydro-Québec, ce sont donc les stations Huntingdon et Iberville qui ont rapporté les épaisseurs radiales de glace les plus importantes, avec respectivement 75 et 74 mm. La station Saint-Hubert-A a rapporté 64 mm et la station Montréal-A 57 mm. Trois autres stations ont rapporté plus de 50 mm : Lachute, Drummondville et Fleury.

À partir de ces données, Hydro-Québec a tracé une carte des épaisseurs maximales de verglas sur les conducteurs<sup>8</sup>. Il y a lieu de noter que, sur sa carte, comme l'a précisé Hydro-Québec<sup>9</sup>, l'isoligne de 75 mm représente la zone où les épaisseurs de glace radiales ont atteint au maximum de 50 à 75 mm, contrairement à l'interprétation habituelle qui aurait voulu qu'il s'agisse d'une zone où les épaisseurs de glace radiales soient supérieures à 75 mm.

L'examen des feuilles des relevés des glacimètres a permis de constater qu'Hydro-Québec n'a pas toujours respecté le principe d'attribution du facteur de conversion en fonction de la présence ou non de glaçons. Pour les stations avec des accumulations allant de faibles à moyennes, le principe a été respecté. Cependant, pour les stations avec de fortes accumulations, notamment Saint-Hubert et Iberville, le facteur de conversion utilisé a été de 0,7 au lieu de 1,1, même si l'observateur avait noté la présence de glaçons. Les très grandes épaisseurs radiales calculées ont sans doute amené Hydro-Québec à ne pas appliquer la méthode telle quelle. En effet, les épaisseurs radiales équivalentes auraient été de 101 mm à Saint-Hubert et de 116 mm à Iberville. Les quantités de glace recueillies par les glacimètres à ces deux stations étaient tellement importantes que, par endroits, la glace de la tige supérieure rejoignait la glace sur le cylindre inférieur.

Les anomalies indiquées ci-dessus et d'autres cas analogues (Drummondville) confirment que la conversion de l'épaisseur de glace observée sur le cylindre du glacimètre en épaisseur radiale équivalente sur le conducteur exige une grande rigueur que l'on ne retrouve pas dans les dossiers qui ont été examinés.

- 
8. Comité d'experts mandaté par le conseil d'administration d'Hydro-Québec (Comité Warren), *Rapport sur la tempête de verglas de janvier 1998*, juillet 1998, 39 p.
  9. Commission scientifique et technique [verglas janvier 98], compte rendu des audiences publiques du 8 octobre 1998 (intervention d'un représentant d'Hydro-Québec).

### SECTION 3

Dans les observations rapportées par Hydro-Québec<sup>10</sup>, les données ne semblent pas homogènes. Ainsi, les appellations relatives à l'épaisseur de glace mesurée sont les suivantes.

- Épaisseur radiale équivalente
- Dépôt radial
- Dépôt presque radial
- Dépôt non radial

Pour leur analyse, les spécialistes de la Commission ont regroupé les catégories dépôt radial et dépôt presque radial de façon à obtenir trois groupes, et des comparaisons ont été faites entre les données des points d'observation et celles des glaciètres de Saint-Hubert et de Fleury.

#### **Cas d'épaisseur radiale équivalente**

Afin de produire les données de pluie et d'accumulation au glaciètre à toutes les heures, une interpolation entre les données du matin et du soir a été faite en fonction de l'heure à laquelle les mesures ont été prises en se servant des données horaires de la station Saint-Hubert. La donnée brute du glaciètre représente l'épaisseur totale de la glace moins le diamètre du cylindre sur lequel elle se trouve. Si l'accumulation était parfaitement cylindrique, en divisant cette valeur par 2 on obtiendrait l'épaisseur radiale équivalente. Dans la réalité, la glace accumulée sur les cylindres du glaciètre devrait être plus forte sur le sommet du cylindre, dans la direction d'où souffle le vent. Si les températures se rapprochent de 0 °C ou que la pluie est forte, du ruissellement peut se produire et causer la formation d'une couche de glace plus épaisse dans le bas du cylindre et même produire des glaçons. L'épaisseur de la glace sur le cylindre du glaciètre devrait donc entraîner une surestimation de l'épaisseur radiale équivalente. Par ailleurs, le fait qu'aucun des côtés du glaciètre ne soit en tout temps perpendiculaire à la direction du vent peut causer une sous-estimation des quantités de glace. Des variations locales dans les quantités de pluie verglaçante peuvent affecter les accumulations sur le terrain par rapport à ce qui est mesuré à Saint-Hubert. Malgré tout, l'accord est assez bon entre les données sur le terrain et les accumulations de verglas sur le glaciètre.

---

10. Hydro-Québec, *Points d'observations sur le terrain (tempête de verglas du 5 au 9 janvier 1998)*, 1998, 3 pages.

Tableau 6

Épaisseurs radiales équivalentes rapportées sur le terrain* et observations effectuées à Saint-Hubert									
Date Heure	Mesures sur le terrain			Saint-Hubert				Rapports	
	Ligne	Pylône	Élément	M (mm)	Pluie (mm)	G2 (mm)	(M-G2) /G2	$\frac{0,9 G2}{P} \pi$	$\frac{0,9 M}{P} \pi$
06 13h00	2319	28	Conducteur	17	29,3	18,9	-10%	1,82	1,64
06 16h00	7034	309	Conducteur en faisceau	13	31,2	19,5	-33%	1,77	1,18
07 10h30	7034	310	Câble de garde	20	31,2	19,5	3%	1,77	1,81
07 11h00	2319	103	Conducteur	21	31,2	19,5	8%	1,77	1,90
08 11h00	7009	15	Conducteur en faisceau	26	44,5	24,4	7%	1,55	1,65
08 14h00	7006	508	Conducteur en faisceau	22	49,9	25,9	-15%	1,47	1,25
08 14h00	7036	19	Conducteur en faisceau	26	49,9	25,9	0%	1,47	1,47
08 15h00	7006	418	Conducteur en faisceau	48	50,5	26,1	84%		
09 09h00	7009	15	Conducteur en faisceau	32	60,0	43,5	-26%	2,05	1,51
09 12h30	7038	56	Conducteur en faisceau	42	70,1	45,6	-8%	1,84	1,69
09 13h00	7099	1	Conducteur en faisceau	35	70,7	45,8	-24%	1,83	1,40
09 13h00	7099	1	Câble de garde	41	70,7	45,8	-10%	1,83	1,64
09 14h00	3086	8	Conducteur	35	70,7	45,8	-24%	1,83	1,40
09 14h30	7042	214	Conducteur en faisceau	39	70,7	45,8	-15%	1,83	1,56
<b>Moyenne</b>							<b>-11%</b>	<b>1,76</b>	<b>1,55</b>
<b>Écart-type</b>							<b>13%</b>	<b>0,17</b>	<b>0,21</b>

\* Valeur non considérée.

M: Épaisseur de glace mesurée, en mm

G2: Épaisseur de glace maximale sur un cylindre du glaciètre moins le diamètre du cylindre et divisée par 2, en mm

P: Précipitation verglaçante cumulée, exprimée en mm d'eau

La relation entre l'épaisseur radiale équivalente moyenne sur les conducteurs et l'épaisseur mesurée sur le glaciètre produit un facteur de conversion de  $0,44 \pm 0,07$ . Ce facteur est, au maximum, de  $0,54^{11}$ . Il semble que les facteurs de conversion de 0,7 (sans glaçons) et de 1,1 (avec glaçons) ne s'appliquent pas ici. Ainsi, les isolignes de la carte d'Hydro-Québec pour la tempête de janvier 1998 pourraient être exagérées par plus de 35 %.

Le rapport  $0,9 (G2)\pi/P$ , présente le rapport entre la précipitation recueillie par le cylindre du glaciètre (G2) par rapport à une interception de la pluie verglaçante en l'absence de vent avec répartition uniforme sur le cylindre ( $P\pi$ ). Le facteur de 0,9 est dû au changement

11. Ces relations ne sont valides que pour la tempête du 5 au 9 janvier 1998.

de densité, passant d'eau liquide à glace. Le rapport supérieur à 1 est dû au vent horizontal qui augmente le flux d'eau vers le cylindre ainsi qu'au fait que la précipitation n'est probablement pas distribuée uniformément autour du cylindre du glacimètre. Le rapport moyen est de  $1,76 \pm 0,17$ . Le même calcul a été fait pour le rapport entre l'accumulation de glace par les conducteurs par rapport à l'interception de la pluie sans vent; ce rapport moyen est de  $1,55 \pm 0,21$  en moyenne.

Plusieurs raisons peuvent expliquer pourquoi les conducteurs recueillent en moyenne moins de glace que le cylindre du glacimètre mais il est probable que le fait que le cylindre du glacimètre soit fixe favorise une accumulation non radiale par rapport à un conducteur qui se tord et accumule plus uniformément le verglas. Cette accumulation non radiale produit une surestimation de l'épaisseur radiale équivalente sur le glacimètre.

Les valeurs du rapport  $0,9(G2)\pi/P$  semblent dépendre du type de câble sur lequel le verglas se dépose, avec les moyennes suivantes:

1,46  $\pm$  0,18 pour les conducteurs en faisceau  
 1,65  $\pm$  0,25 pour les conducteurs simples  
 1,73  $\pm$  0,12 pour les câbles de garde

Les valeurs moyennes des facteurs de conversion de l'épaisseur sur le cylindre du glacimètre à l'épaisseur sur les câbles sont:

0,43  $\pm$  0,07, pour les conducteurs en faisceau  
 0,46  $\pm$  0,08 pour les conducteurs simples  
 0,48  $\pm$  0,05 pour les câbles de garde

Bien que les données permettant de déterminer ces rapports soient peu nombreuses, il semble que les câbles de garde accumulent relativement plus de verglas que les conducteurs. Ceci est en accord avec les considérations théoriques d'une vitesse de vent plus élevée au niveau des câbles de garde à cause de leur plus grande élévation et de l'absence de l'effet Joule sur les câbles de garde<sup>12</sup>.

En l'absence de vent, l'épaisseur radiale équivalente ( $t_c$ ) de la glace sur le conducteur, lorsqu'une quantité  $P$  de pluie verglaçante est mesurée au sol, peut être calculée comme suit:

$$t_c = P / (0,9 \pi)$$

Lorsqu'il y a du vent (de vitesse  $v_H$ ) et que les gouttes d'eau tombent à une vitesse verticale moyenne ( $v_c$ ), la précipitation frappe le conducteur avec une vitesse  $V$  définie par:

$$V = (v_c^2 + v_H^2)^{0,5}$$

Le flux d'eau sur le conducteur est donc augmenté par un facteur  $F = V/v_c$ :

$$V/v_c = F = (v_c^2 + v_H^2)^{0,5} / v_c$$

Et donc:

$$v_H = v_c (F^2 - 1)^{0,5}$$

---

12. Pierre McCOMBER, *op. cit.*, note 4.

En supposant une vitesse de chute des gouttes d'eau  $v_c = 4$  m/s, la vitesse horizontale du vent nécessaire pour générer le facteur moyen de 1,55 observé sur les conducteurs est de 4,7 m/s, soit de 17 km/h. Si l'angle moyen d'attaque du conducteur par le vent est de  $45^\circ$ , le vent horizontal moyen sera de  $17 / \sin(45^\circ) = 24$  km/h.

Selon les relevés d'Environnement Canada, la vitesse moyenne du vent, à Saint-Hubert, lorsqu'il y a eu de la précipitation, a été de 18,6 km/h. Si la vitesse moyenne du vent est calculée en pondérant les données de vents horaires selon les quantités de précipitation recueillies, deux fois par jour, la vitesse pondérée moyenne devient alors de 20,3 km/h. Ces vitesses correspondent à des angles d'attaque moyens du vent de  $57^\circ$  à  $65^\circ$  pour produire un facteur d'augmentation du flux d'eau sur les conducteurs de  $F = 1,55$ . Il y a donc une bonne concordance entre les valeurs théoriques calculées à partir des précipitations liquides mesurées à Saint-Hubert et celles qui ont été recueillies sur les conducteurs.

### Cas de dépôt radial et presque radial

L'examen des cas où le dépôt a été appelé «radial» et «presque radial» conduit sensiblement aux mêmes résultats numériques que ceux exprimés précédemment, ce qui porte à croire que les données sur le terrain ne semblent pas supporter l'utilisation des facteurs de conversion de 0,7 et 1,1 pour convertir de l'épaisseur mesurée sur l'un des cylindres du glaciomètre en épaisseur de glace radiale équivalente sur un conducteur électrique.

### Constats

- Avec la mise en service des glaciomètres, en 1974, Hydro-Québec a constitué une base de données sur le verglas, ce qui lui a permis d'identifier des zones à haut risque, notamment le long de la vallée du Saint-Laurent et de la vallée du Richelieu.
- Il s'agit toutefois d'un instrument de mesure pour lequel certaines lacunes ont été constatées, notamment :
  - Le dessus du glaciomètre perd une partie de la précipitation qu'il devrait recevoir à cause de l'interception par les autres sections du glaciomètre, notamment les cylindres de 25 mm de diamètre. Cette perte semble avoir atteint environ 20 % du 5 au 9 janvier 1998.
  - Les cylindres de 25 mm qui sont du côté opposé au vent durant le verglas démontrent également une accumulation moindre due à l'interception de la précipitation par d'autres sections du glaciomètre. Les épaisseurs mesurées du 5 au 9 janvier 1998 sur les cylindres des côtés opposés au vent ont rapporté des épaisseurs de glace d'environ 15 % inférieures à celles des côtés faisant face au vent. Les tiges supérieures semblent peu affectées par ce phénomène qui ne devrait se produire là que lorsque les vents sont très forts.
  - Lors de fortes accumulations de glace, la glace des tiges supérieures et des cylindres inférieurs peut se rejoindre, ce qui rend très difficile la prise de mesures significatives. La distance entre les tiges supérieures et les cylindres inférieurs est insuffisante.
  - Les tiges et cylindres sont fixes et ne peuvent effectuer de rotation. Ceci diminue les probabilités d'accumulation radiale de glace sur ces collecteurs.

**La technique d'observation utilisée comporte également certains désavantages:**

- Un poinçon gradué aux 5mm sert à déterminer l'épaisseur de glace sur le dessus et les côtés du boîtier du glacimètre. Même dans les cas où l'observateur interpole les épaisseurs au millimètre près, les données obtenues sont environ 10 fois moins précises que celles obtenues avec un pluviomètre (0.1 mm).
- L'épaisseur de glace sur chacune des faces du boîtier est mesurée au point où se trouve l'accumulation maximale de glace. Les épaisseurs mesurées ne sont donc pas représentatives de l'épaisseur moyenne de glace sur chacune des faces du boîtier.
- La technique du poinçon implique que la surface de glace sera abîmée et possiblement amincie. Dans les cas où la glace persiste moins de 12 heures, cela n'a pas de conséquences. Toutefois, lorsque la pluie verglaçante persiste pendant plusieurs jours, la technique peut affecter la qualité des observations.
- La mesure des épaisseurs de glace sur les tiges et cylindres se fait au point d'épaisseur maximale de la glace. Ceci risque de fournir une valeur trop épaisse de glace.
- Les épaisseurs de glace sur le dessus et sur les côtés du glacimètre correspondent généralement aux épaisseurs de verglas mesurées sur les tiges et les cylindres du glacimètre. Puisque les accumulations de glace sur les côtés dépendent des composantes du vent, pour lequel on possède des relevés, il est possible d'évaluer les épaisseurs de glace sur les câbles et les fils électriques en utilisant un modèle mathématique simple.
- La seule donnée disponible sur la quantité de glace sur les tiges et cylindres est l'épaisseur maximale. Lors d'accumulation non radiale de la glace, cette donnée peut conduire à une surestimation de l'épaisseur radiale équivalente par un facteur dont la valeur pourrait être supérieure à 1,5. Ce facteur de surestimation dépend de la forme de la glace, qui varie d'une tempête à une autre ainsi que pendant une tempête. Ceci rend très difficile la détermination d'un facteur de conversion des épaisseurs de glace sur le glacimètre en épaisseurs radiales équivalentes de glace sur les conducteurs et câbles de garde.
- La méthode de conversion des épaisseurs de glace sur le glacimètre en épaisseurs de glace sur les conducteurs consiste à utiliser un facteur de 0,7 pour les cas sans glaçons et de 1,1 pour les cas avec glaçons. Cette méthode n'est pas satisfaisante.
  - Elle ne tient pas compte de l'angle horizontal avec lequel la pluie verglaçante a frappé le glacimètre.
  - Elle est appliquée sans considérer l'épaisseur radiale équivalente de glace sur le cylindre du glacimètre.
  - Elle ne tient pas compte directement de l'angle que fait la ligne électrique avec le vent durant l'accumulation de verglas.
  - Elle ne tient pas compte directement de l'augmentation de la vitesse de vent avec la hauteur.
  - Elle ne tient pas compte de la rugosité du terrain qui peut influencer la vitesse des vents au site du glacimètre et celle aux endroits où se trouvent les lignes électriques.
  - Elle introduit un saut brusque de 57% dans les valeurs converties dès qu'apparaît un glaçon.

- Par ailleurs, certains glaciomètres sont installés dans des sites où on ne mesure pas les paramètres météorologiques, ce facteur limite grandement leur utilité.
- Hydro-Québec s'est aussi doté d'un système de gestion de l'information en temps réel lors de tempêtes de pluie verglaçante et de verglas. Ce système, désigné Sygivre, comporte une trentaine de givromètres dont les données sont transmises par satellite, par micro-ondes ou par téléphone.
- Comme dans le cas des glaciomètres, certaines lacunes ont été constatées, notamment en ce qui concerne le cycle de dégivrage du givromètre, qui empêche la mesure continue de l'accumulation de verglas et réduit sa précision et l'angle vertical de la sonde qui fait que les valeurs mesurées dépendent de la direction du vent.
- On a aussi constaté que le givromètre ne prend pas en considération la croissance accrue de la glace par le grossissement du collecteur et que les très fortes accumulations de verglas peuvent nuire à son bon fonctionnement.
- Les données des givromètres semblent valables pour des accumulations légères de verglas. Lorsque celles-ci deviennent importantes, elles peuvent causer des problèmes qui exigent l'intervention d'un technicien. Pour les instruments situés dans des lieux facilement accessibles, ceci ne constitue pas une difficulté sérieuse. Par contre, pour les givromètres installés dans des endroits isolés on peut perdre des données pour de longues périodes.
- Hydro-Québec possède aussi, en nombre limité, quelques instruments qui permettent de mesurer directement les charges climatiques ou la tension sur les lignes, dans ses sites de surveillance du verglas.



## chapitre 2

# Les changements climatiques

La Commission a voulu examiner la question des changements climatiques et de leurs effets sur la récurrence de tempêtes comme celle du verglas.

L'étude de cette question a été confiée à M. Claude Villeneuve<sup>1</sup>.

---

1. Biologiste et expert conseil en écologie, rattaché à la firme Ekolac consultants ;  
membre du Programme canadien des changements climatiques à l'échelle du globe.

### SECTION 1

De toutes les composantes de l'écosphère, l'atmosphère est la plus ténue, la plus instable et la plus sensible aux perturbations: elle montre la plus grande variabilité dans le temps et dans l'espace.

On connaît intuitivement le temps qu'il fera par la simple observation des nuages, par la variation des vents ou par la coloration du ciel, au lever et au coucher du soleil. Cependant, l'évolution du climat à long terme ainsi que la prédiction de la nature et de l'intensité d'un événement météorologique précis, en un endroit donné, dans un futur autre qu'immédiat, restent très difficiles, sinon impossibles à jauger: les calculs sont complexes et la diversité des facteurs à prendre en compte reste encore trop complexe, même pour les ordinateurs les plus puissants.

Les climatologues s'entendent néanmoins pour dire que, pendant les dernières décennies, le climat planétaire a été d'une étonnante stabilité. L'ère industrielle s'est donc développée dans un monde climatiquement prévisible et, jusqu'à un certain point, cette prévisibilité a facilité, en quelque sorte, le développement des infrastructures modernes. Cette situation semble toutefois sujette à changer dans un contexte de réchauffement du climat.

On connaît bien le rythme des saisons et les événements climatiques qui se répètent année après année. Au Québec, malgré les occasionnels «froids sibériens» et «tempêtes du siècle», on a développé des moyens qui permettent de s'accommoder d'un climat rigoureux et de poursuivre les activités normales d'une société développée et industrialisée.

Cependant, la tempête de verglas de janvier 1998 a eu un tel impact qu'elle amène à s'interroger sur la probabilité que des événements similaires se reproduisent dans un avenir prévisible.

## SECTION 2

La vallée du Saint-Laurent est une zone propice au verglas. Sa situation géographique, son ouverture sur le golfe du Saint-Laurent et la présence de massifs montagneux au nord et au sud y favorisent les précipitations verglaçantes.

### 2.1 La fréquence et l'intensité des épisodes de verglas

De l'avis de certains experts, les épisodes de pluie verglaçante pourraient, à l'image des feux qui surviennent dans les forêts boréales, constituer un des éléments qui conditionnent la composition floristique des forêts feuillues. De nombreuses chutes de pluie verglaçante, ayant eu des conséquences à divers degrés, ont marqué l'histoire du Québec.

Tableau 1

Quelques épisodes de verglas parmi les plus importants au Québec		
Période	Région touchée	Particularités*
27-30 décembre 1942	Montréal	40 à 50 mm de pluie verglaçante
23-25 février 1961	Montréal	20 à 40 mm de pluie verglaçante et vents violents
6-13 novembre 1969	Côte-Nord, Centre-du-Québec	Importante pluie verglaçante
22-23 mars 1972	Basses-Laurentides, Laval, Outaouais	15 à 40 mm de pluie verglaçante
21-26 décembre 1973	Québec, Trois-Rivières	Neige et verglas importants
Janvier 1974	Côte-Nord	1300 km <sup>2</sup> de forêts sont affectés
3 décembre 1980	Parc La Vérendrye, Est du Québec	Neige et verglas importants
29-30 avril 1982	Côte-Nord, Anticosti	20 mm de pluie verglaçante
2 février 1983	Sud du Québec	Verglas important
16 novembre 1983	Sud du Québec	Neige et verglas
12-14 décembre 1983	Sud du Québec	20 à 50 mm de pluie verglaçante
24 décembre 1986	Outaouais, Sud du Québec	30 mm de pluie verglaçante
4-6 janvier 1997	Laurentides, Lanaudière	20 à 40 mm de pluie verglaçante
5-9 janvier 1998	Sud du Québec	Jusqu'à 100 mm de verglas**

\* Précipitations au sol.

\*\* Voir l'évaluation détaillée faite dans le chapitre «La météorologie et la climatologie» dans le présent volume, livre 1, chap. 1.

Au Québec, le verglas est de nature «habituelle», notamment pour les régions situées les plus au sud. Dans la région de Montréal, la fréquence des épisodes de verglas importants (plus de 30 mm) a été d'environ une fois tous les 20 ans, au cours des 60 dernières années.

Il demeure toutefois difficile, voire impossible, de comparer l'importance relative des épisodes de verglas dans l'histoire. En effet, les mesures des épaisseurs de la glace déposée sont trop imprécises ou incomplètes. De plus, on déplore d'importantes lacunes en matière d'archivage des données relatives au verglas dans le système climatologique canadien, notamment en relation avec les difficultés pour les observateurs météo de mesurer la portion verglaçante des précipitations. On ne peut donc situer le verglas, dans une perspective historique, qu'en fonction de l'intensité des dégâts provoqués ou en fonction des informations relatées par la presse.

## 2.2 Les origines des grandes tempêtes de verglas

Certains environnementalistes, ceux de l'Union québécoise pour la conservation de la nature (UQCN), ont suggéré de faire porter la responsabilité de la tempête de verglas de janvier 1998 au phénomène El Niño<sup>2</sup>.

Les manifestations d'El Niño, au cours des dernières années, ont été les plus intenses jamais observées. El Niño a entraîné un réchauffement des températures et sa présence expliquerait qu'on ait connu, en 1998, l'année la plus chaude jamais enregistrée au niveau mondial.

On pourrait donc être tenté d'associer au phénomène El Niño une probabilité accrue de connaître des épisodes de verglas; à l'inverse, cette probabilité diminuerait lors de son absence. Cependant, si certains liens de ce type sont apparents, la démonstration d'un rapport de cause à effet demeure controversée au sein de la communauté scientifique. La tempête de pluie verglaçante de 1998 a néanmoins pu être influencée par l'ampleur d'El Niño, auquel est associé, entre autres phénomènes, le flux du courant-jet subtropical du sud des États-Unis. Ce courant-jet, transportant de l'air chaud et humide, est alors remonté exceptionnellement jusqu'au sud du Québec, apportant d'importantes quantités de précipitations.

On ne peut cependant pas affirmer que tous les épisodes El Niño ont systématiquement provoqué des précipitations verglaçantes sur le Québec. D'autres facteurs, étrangers à ce phénomène, ont pu agir en combinaison, réunissant les conditions propices à l'accumulation de verglas. En outre, les tempêtes de verglas qui ont marqué l'histoire ne se sont pas toutes produites pendant des années où El Niño s'est manifesté; c'est le cas, par exemple, de l'importante tempête de verglas de février 1961, qui a particulièrement touché Montréal, alors qu'El Niño était absent.

Les environnementalistes commencent à associer un autre phénomène climatologique, d'importance planétaire, à l'incidence accrue de verglas: plusieurs croient en effet que les épisodes de verglas pourraient devenir plus fréquents avec le réchauffement du climat provoqué par l'augmentation des gaz à effet de serre dans l'atmosphère.

---

2. Union québécoise pour la conservation de la nature (UQCN), mémoire présenté à la Commission scientifique et technique [verglas de janvier 98], 1998, p. 6-7.

## SECTION 3

## 3.1 L'effet de serre

L'effet de serre s'explique par la présence dans l'atmosphère de gaz qui absorbent le rayonnement infrarouge, l'empêchant de se dissiper trop rapidement dans l'espace. À l'image d'une serre, l'atmosphère terrestre demeure relativement chaude parce qu'elle laisse pénétrer le rayonnement solaire et retient la chaleur réémise par la surface terrestre.

Les gaz à effet de serre qui se retrouvent naturellement dans l'atmosphère sont principalement la vapeur d'eau, le dioxyde de carbone, le méthane et l'oxyde d'azote. C'est la présence de ces gaz qui a permis le développement et le maintien de la vie sur terre, en y maintenant une température moyenne d'environ 15 °C. Les proportions naturellement variables de ces gaz ont essentiellement contribué, en fonction des cycles d'activité solaire et de la circulation océanique, à l'évolution du climat qui prévalait avant l'ère industrielle.

L'industrialisation, caractérisée par l'utilisation de combustibles fossiles et l'émission de divers composés chimiques de synthèse, jumelée à la déforestation ont contribué à une augmentation notable des concentrations atmosphériques de gaz à effet de serre. Selon l'*Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC), depuis le début de la Révolution industrielle, la concentration atmosphérique de bioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) a augmenté de 30% (de 280 ppm, vers 1750, à 358 ppm, en 1994), celle du méthane s'est accrue de 145% et celle des oxydes d'azote de 15%. De nouveaux gaz à effet de serre, issus des procédés industriels, sont venus s'ajouter à ceux émis de façon naturelle, contribuant ainsi à l'intensification du phénomène de l'effet de serre. Parmi ces gaz industriels, ceux de la famille des fluorocarbones, bien qu'ils soient beaucoup moins abondants que le bioxyde de carbone<sup>3</sup>, présentent une capacité d'absorption du rayonnement infrarouge et un temps de dégradation très importants.

Six types de gaz à effet de serre, dont l'augmentation est associée à l'activité humaine, sont visés par le protocole de Kyoto et font l'objet de négociations internationales pour le contrôle de leurs émissions.

Tableau 2

Les gaz à effet de serre visés par le protocole de Kyoto		
Gaz	Formule chimique	Indice relatif *
Bioxyde de carbone	CO <sub>2</sub>	1
Méthane	CH <sub>4</sub>	21
Oxyde nitreux	N <sub>2</sub> O	310
Hydrofluorocarbones	C <sub>x</sub> H <sub>y</sub> F <sub>z</sub>	entre 140 et 11 700
Perfluorocarbones	C <sub>x</sub> F <sub>y</sub>	entre 6 500 et 9 200
Hexafluorure de soufre	SF <sub>6</sub>	23 900

\* Le CO<sub>2</sub> étant pris comme référence, l'indice indique les effets d'autres gaz comparés à lui. Ainsi, à quantité égale, les émanations de méthane sont 21 fois plus néfastes que les émanations de CO<sub>2</sub> en matière d'augmentation de l'effet de serre.

Source: *Intergovernmental Panel on Climate Change, Radiative Forcing of Climate Change, The 1994 report of the scientific assessment Working Group of IPCC, Summary for policy makers, 1994.*

3. Le CO<sub>2</sub> représente, à lui seul, 80% de l'ensemble des gaz à effet de serre.

### 3.2 Le réchauffement du climat

L'augmentation de la concentration des gaz à effet de serre dans l'atmosphère a pour conséquence principale l'accélération du réchauffement climatique.

La température moyenne globale à la surface a augmenté de 0,3 à 0,6 °C environ depuis la fin du XIXe siècle. Cette augmentation a été principalement causée par l'activité humaine. Par ailleurs, depuis un siècle, il est possible d'attribuer l'élévation moyenne de 10 à 25 cm du niveau de la mer, à l'augmentation de la température moyenne de la planète. C'est l'accroissement du volume des océans, par dilatation thermique, et, dans une moindre mesure, la fonte des glaciers et des calottes glaciaires comme celles du Groenland et de l'Antarctique, qui contribuent à l'élévation du niveau de la mer. Par ailleurs, les 20 dernières années ont été les plus chaudes de l'histoire de la météorologie, dont l'origine remonte à 1860, et 1998 a été la plus chaude de toutes. En effet, selon la NASA<sup>4</sup>, les températures à la surface du globe ont atteint en 1998 un niveau record par une marge appréciable: la température moyenne terrestre telle que mesurée par la NASA a été de 14,72 °C en 1998, soit 0,19 °C plus élevé que le précédent record de 14,53 °C, enregistré en 1995.

Ainsi, des images satellitaires analysées par le centre de télédétection de Bergen en Norvège, ont permis d'observer que la surface de glace de l'Arctique a diminué de 5% au cours des 18 dernières années, soit l'équivalent de la superficie de la France. L'Antarctique montre aussi des signes de réactions similaires au réchauffement du climat.

Les modèles climatiques permettent de prévoir une plus grande variabilité du climat et laissent présager que les événements météorologiques extrêmes se produiront avec une plus grande fréquence. En 1997, par exemple, le phénomène que les climatologues désignent ENOA<sup>5</sup> a atteint une intensité inconnue jusque-là. Des inondations et des sécheresses, survenues dans plusieurs régions du globe, seraient imputables à ces «soubresauts» d'El Niño.

À l'échelle planétaire, les données actuellement disponibles ne permettent pas de déterminer avec précision s'il y a eu modification dans la variabilité du climat, dans la fréquence ou dans l'intensité des grands événements météorologiques depuis le début du 20<sup>e</sup> siècle. Cependant, à l'échelle de certaines régions, des indicateurs de variabilité du climat – les indicateurs les plus utilisés sont la température et les précipitations mesurées sur des périodes de trente ans – et d'occurrence d'événements extrêmes témoignent de leur évolution. À titre d'exemple, on observe une augmentation de la proportion de précipitations associée à des événements extrêmes, pour certains États américains. On remarque aussi une augmentation appréciable des températures sous les latitudes continentales moyennes: changement climatique qui mène à des sécheresses plus fréquentes dans les grandes plaines d'Amérique du Nord et à un refroidissement de l'Atlantique Nord, surtout depuis les années 1980.

Au Canada, depuis 1940, on note une tendance à l'augmentation des précipitations touchant principalement le nord du pays. Plusieurs régions canadiennes ont par ailleurs connu un réchauffement notable entre 1895 et 1992: augmentation de la température annuelle moyenne de 0,6 °C dans le sud de l'Ontario et le centre du Canada, de 0,9 °C au sud des Prairies et de 1,7 °C au nord du Yukon. Pour sa part, le Québec, comme les Maritimes, a connu, au cours des 30 dernières années, des températures moyennes annuelles proches des normales ou légèrement inférieures. À l'échelle régionale, le sud du Québec a connu un léger réchauffement, correspondant principalement à une hausse des températures minimales

---

4. National Astronautic and Space Administration (NASA), <http://www.nasa.gov/>.

5. El Niño – Oscillation australe: oscillation des grandes nappes thermiques dans le Pacifique Sud.

nocturnes. Pour le Québec, on note aussi, pour la période allant de 1953 à 1991, une légère augmentation de la nébulosité, variant de 1 % à 5 % et se produisant de façon plus marquée en automne.

### 3.3 Un consensus international

La Convention cadre sur les changements climatiques (CCCC) et les travaux du Groupe intergouvernemental d'experts sur l'évolution du climat (GIEC) constituent la base des discussions qui ont cours actuellement sur le contrôle des gaz à effet de serre. S'il subsiste quelques doutes sur la thèse du réchauffement climatique parmi les scientifiques, les arguments qu'ils soutiennent n'influencent pas le déroulement des négociations sur les changements climatiques. Ainsi, lors de la rencontre historique de Kyoto, les questions d'ordre scientifique n'ont été que peu discutées, laissant plutôt la place à d'intenses débats d'ordre politique. Plusieurs gouvernements, en particulier en Europe, ont pris des engagements afin de réduire leurs émissions, sur la base des connaissances actuelles. Dans le milieu gouvernemental comme dans le milieu scientifique, il subsiste certains doutes quant aux changements climatiques, mais leurs effets appréhendés sont si importants que la majorité d'entre eux se sont engagés à agir.

Par ailleurs, des manufacturiers automobiles ont poussé la recherche vers de nouveaux types de moteurs et de nouvelles normes permettant d'offrir des automobiles moins polluantes. C'est ainsi que les manufacturiers d'automobiles européens se sont engagés à réduire de 25 % d'ici 2008, les émissions de CO<sub>2</sub> des véhicules qu'ils fabriquent.



### SECTION 4

Grâce au développement de modèles climatiques et à l'étude des caractéristiques du climat, il est possible de mieux juger de l'influence des activités humaines sur le climat global. On peut en déduire qu'elles accentuent la variabilité naturelle de celui-ci. Des incertitudes subsistent toutefois sur la capacité des modèles climatiques à prévoir l'amplitude du réchauffement aux échelles globales et régionales ainsi que sur leur capacité à distinguer les effets des activités humaines des changements d'origine naturelle.

Les incertitudes découlent principalement de la complexité des phénomènes à modéliser et de la difficulté d'intégrer l'ensemble des variables à l'intérieur des modèles. Parmi les facteurs d'incertitude, le GIEC note, entre autres, la variabilité naturelle à long terme et la définition des patrons d'évolution du bilan radiatif<sup>6</sup> causées par les changements de concentrations des gaz à effet de serre et des aérosols, ainsi que les modifications de la surface terrestre.

Le développement des modèles climatiques permet d'intégrer un nombre toujours plus élevé de paramètres. Les climatologues développent, plus spécifiquement, des modèles couplés «atmosphère-océan» qui doivent permettre d'améliorer les simulations climatiques. Ainsi, la prise en compte de l'effet de refroidissement des aérosols<sup>7</sup> a permis de mieux comprendre pourquoi les premiers modèles prédisaient systématiquement un réchauffement supérieur aux phénomènes observés.

Même si l'utilisation de modèles couplés «atmosphère-océan» tend à donner une image assez fidèle du climat, l'objectif principal des «développeurs» de modèles climatiques vise l'atteinte d'une résolution affinée, c'est-à-dire, une échelle de modélisation de plus en plus précise. Cependant, les systèmes informatiques n'ont pas encore la capacité de traiter des modèles climatologiques qui prendraient en compte des facteurs, tels la formation des nuages et leur interaction avec les radiations atmosphériques, la dynamique des aérosols et leurs effets sur la dispersion du rayonnement solaire, la stratification des zones thermiques des océans, la turbulence atmosphérique et océanique, les échanges de matière et d'énergie entre l'atmosphère et la biosphère, la croissance des végétaux, la décomposition et les interactions de la biomasse, etc. Il demeure donc très difficile et même pratiquement impossible de prévoir les conséquences des changements climatiques pour une région ou un territoire particulier, comme la vallée du Saint-Laurent, par exemple.

En plus de tous ces facteurs, la modélisation du climat devrait aussi pouvoir tenir compte des quantités de chaleur et des quantités des composés carbonés, notamment le CO<sub>2</sub>, absorbés par les océans. Les échanges d'énergie et de matière à l'interface «atmosphère-océan» constituent un élément clé des modèles de prévision climatique. Ces échanges devraient, en principe, pouvoir être intégrés dans les modèles climatiques, mais cela représente encore des difficultés considérables en raison du large éventail des «scénarios» d'émissions de gaz à effet de serre.

- 
6. Le bilan radiatif est la résultante de l'échange d'énergie entre le système surface-troposphère et la stratosphère. Son évaluation est fonction, entre autres paramètres, de la concentration des gaz à effet de serre, lesquels favorisent le réchauffement climatique, et de la concentration des aérosols, qui favorisent plutôt un refroidissement.
  7. Les aérosols, fines particules en suspension dans l'atmosphère, réfléchissent une partie de l'énergie lumineuse vers l'espace et modifient les caractéristiques des nuages. Ils interfèrent dans le bilan radiatif de l'atmosphère en diminuant la quantité de chaleur retenue.

---

## La modélisation des phénomènes climatiques

Dans les modèles dits couplés, de circulation générale « atmosphère-océan », la représentation des phénomènes physiques variant de façon continue dans l'espace (vent, température, humidité) est faite sur une base tridimensionnelle (longitude, latitude, altitude). Ces modèles établissent ainsi un quadrillage du territoire où les variables sont calculées pour chaque point de la grille ainsi constituée.

Dans l'un de ces modèles, développé par le Centre Climatologique Canadien, la distance entre deux points du quadrillage est d'environ 300 km en longitude et 400 km en latitude; le territoire complet du Québec est ainsi couvert par moins d'une vingtaine de ces « cellules de résolution ». Pour d'autres modèles du même type, la distance séparant les points de la grille de référence peut même aller jusqu'à 600 km, soit plus du double de la distance Québec-Montréal. Pour pallier cette résolution relativement limitée, on a recours à des équations paramétriques pour traiter les diverses variables climatiques.

D'autres modèles climatiques plus simples représentent les variables dans un système bi-dimensionnel (latitude, altitude), où chaque point de la grille est une moyenne des valeurs pour toutes les longitudes correspondant à une latitude et à une altitude donnée.

---

**Les ordinateurs sont efficaces à traiter les modèles simplifiés, les plus couramment utilisés. La modélisation des changements climatiques à l'aide des modèles complexes pour divers scénarios reste peu pratique.**

En raison de la complexité des modèles couplés et pour des considérations d'efficacité, le GIEC a utilisé des modèles climatiques simples afin d'établir ses projections de l'évolution du climat. Ces derniers parviennent à donner un aperçu des changements climatiques qu'il faut envisager en calculant, pour un scénario donné, les concentrations de gaz à effet de serre (GES) en fonction des émissions prévisibles, le bilan radiatif résultant des concentrations de GES et d'aérosols, la température globale moyenne calculée selon le bilan radiatif obtenu et l'élévation du niveau de la mer. Les modèles utilisés par le GIEC sont validés en vérifiant leur capacité à reproduire les caractéristiques du climat actuel de même que les changements historiques et paléo-climatiques. C'est d'ailleurs la capacité de ces modèles à reproduire les conditions climatiques passées qui fait foi de leur capacité à prévoir les prochains changements climatiques.

Trois modèles climatologiques de ce type ont été utilisés pour tenter de prévoir les changements climatiques qui surviendraient au Québec dans un scénario de doublement de la concentration du CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère.

Les différents scénarios d'augmentation des émissions de gaz à effet de serre et d'aérosols considérés par les chercheurs du GIEC sont basés sur des hypothèses de croissances démographique et économique, d'affectation des terres, de changements technologiques, de développement de nouvelles formes d'énergie et de disponibilité des combustibles. Dans l'éventualité d'un doublement de la concentration de CO<sub>2</sub>, leurs calculs prévoient un réchauffement de 1,5 °C à 4,5 °C et une élévation de 15 à 96 cm du niveau de la mer. La période considérée va de 1990 à 2100.

### SECTION 5

La tendance au réchauffement climatique planétaire anticipée par les climatologues aura des conséquences sur les systèmes biophysiques qui sont à la base de la biosphère à travers la perturbation des échanges thermiques et du cycle hydrologique. Les prévisions climatiques basées sur les principaux modèles laissent entrevoir un réchauffement accéléré de la surface terrestre par rapport à la surface de l'océan au cours des périodes hivernales. Ce réchauffement sera particulièrement marqué dans les hautes latitudes nordiques.

Selon le GIEC, le réchauffement de la planète devrait s'accompagner d'un changement du cycle hydrologique entraînant des épisodes de sécheresse et d'inondation plus sévères. L'intensification du cycle hydrologique serait une conséquence de la hausse des températures qui augmenterait l'évaporation et, de ce fait, accroîtrait les précipitations. Ces dernières risquent donc d'être plus fréquentes et plus intenses, ce qui laisse entrevoir une augmentation du nombre d'événements météorologiques extrêmes.

#### 5.1 Les effets appréhendés sur les écosystèmes terrestres et aquatiques

Une augmentation de 1 °C seulement de la température moyenne globale suffirait à provoquer des variations climatiques affectant la croissance et la régénération des forêts. Les régions boisées, surtout celles situées aux latitudes septentrionales, risquent de subir des mutations. On s'attend à une migration des isothermes vers les pôles, sur une distance de 150 à 550 km, ce qui aurait pour effet de provoquer une migration correspondante des espèces végétales. Des types de forêts risquent ainsi de disparaître pour être remplacés par de nouvelles communautés forestières. Le réchauffement climatique causant ces mutations sera vraisemblablement accompagné de phénomènes nuisibles, tels que les invasions de parasites accroissant leur aire de distribution de même que l'augmentation de la fréquence et de l'intensité des feux de forêts.

Les écosystèmes aquatiques seront également touchés de diverses façons, par le réchauffement du climat, notamment par le changement de la température de l'eau, des modifications de son niveau et de son régime d'écoulement. Les lacs et les cours d'eau des latitudes septentrionales risquent particulièrement de subir d'importantes modifications en ce qui concerne leur productivité biologique. L'augmentation de la fréquence et de l'amplitude des crues et des sécheresses risque aussi de réduire la qualité de l'eau et des habitats.

#### 5.2 Les variations à l'échelle des continents

Entre les années 1895 et 1992, un réchauffement statistiquement significatif de 1 °C a été observé pour l'ensemble du Canada et, pour la même période, la température moyenne s'est accrue de 0,6 °C dans la vallée du Saint-Laurent.

Au cours des 30 dernières années, on a aussi observé une augmentation de température de 0,5 °C à l'échelle du Canada. Il semble qu'il y ait eu une hausse des précipitations au-dessus du Québec, au cours de la même période. De plus, la nébulosité dans la vallée du Saint-Laurent a connu une augmentation de 5 % durant la période 1953-1991, cette augmentation étant plus importante en automne (9 %) qu'au printemps et en été (5 %).

Comme on l'a vu précédemment, l'amélioration des prévisions sur les changements climatiques passe par le couplage entre les données atmosphériques et océaniques. Or les expériences récemment tentées pour améliorer les modèles ont mené à des écarts importants entre les résultats des calculs et le climat observé. Des efforts sont donc en cours, notamment à l'Université du Québec à Montréal, pour augmenter la résolution à l'échelle régionale. Le modèle régional du climat (MRC) tient compte de la topographie, à une échelle d'environ 50 kilomètres, permettant ainsi une meilleure représentation des caractéristiques de la surface qui influencent le climat, comme les lacs et les forêts, par exemple. Ce type de modèle doit permettre une définition supérieure des impacts à une échelle plus fine que les modèles de circulation générale.

Selon les modèles actuels, le doublement de la concentration du CO<sub>2</sub> atmosphérique aurait des conséquences importantes sur le climat du Québec, affectant à la fois les températures et l'intensité des précipitations. Ainsi, sur une période allant de 1990 à 2100, telle que considérée dans les calculs et les modélisations faites par le GIEC, les températures moyennes pourraient connaître des augmentations allant jusqu'à 9 °C et les précipitations pourraient être réduites de 30 % ou augmentées de 20 %, selon les régions et les saisons.

Tableau 3

Le changement des températures moyennes saisonnières*		
Saison	Sud du Québec	Nord du Québec
Printemps	+ 1 à + 4 °C	+ 2 à + 4 °C
Été	+ 1 à + 4 °C	+ 2 à + 4 °C
Automne	+ 1 à + 3 °C	+ 2 à + 5 °C
Hiver	+ 2 à + 6 °C	+ 2 à + 9 °C

Source: Bergeron et al., *Chapitre québécois de l'Étude pan-canadienne sur les impacts et adaptation à la variabilité et au changement du climat*, tome V, Association de climatologie et Environnement Canada, 1997.

Tableau 4

Le changement des précipitations saisonnières		
Saison	Sud du Québec	Nord du Québec
Printemps	0 à + 20 %	0 à + 20 %
Été	- 10 à + 10 %	- 10 à + 20 %
Automne	- 30 à + 10 %	0 à + 20 %
Hiver	+ 5 à + 20 %	0 à + 20 %

Source: *ibid.*

Cependant, l'incertitude quant aux changements de la fréquence et de l'intensité des événements extrêmes à l'échelle planétaire vaut également pour le Québec. Les événements extrêmes tels que les tempêtes hivernales, les vagues de chaleur et de froid ainsi que les sécheresses étant reliés à des conditions spécifiques du climat, il est difficile de prévoir ce que seront ces conditions climat changeant.

### 5.3 Le cas particulier de l'eau

Au Québec, on connaît bien l'importance de la ressource eau pour les activités humaines, de même que pour l'équilibre des communautés végétales et fauniques. Cette importance tient à l'étendue du réseau hydrographique ainsi qu'à la place prépondérante qu'occupe le fleuve Saint-Laurent et les principaux affluents qui constituent son bassin versant. Qu'advierait-il de la disponibilité et de la qualité de l'eau sous un climat réagissant à un doublement du CO<sub>2</sub> atmosphérique?

Selon le Centre climatologique canadien, dans un scénario où la concentration de CO<sub>2</sub> doublerait, le débit moyen du fleuve Saint-Laurent, à la sortie du lac Saint-Louis, diminuerait de 38 %, passant de 8 200 m<sup>3</sup>/s, moyenne mesurée entre 1900 et 1990, à 5 100 m<sup>3</sup>/s. Le débit minimum, quant à lui, subirait une diminution de 44 %. Ce scénario correspond aussi à une diminution sensiblement équivalente du débit des affluents du bassin des Grands-Lacs et du fleuve lui-même, en amont du lac Saint-Louis. La disponibilité en eau pour les municipalités, l'agriculture et les industries pourrait ainsi devenir problématique. La qualité de l'eau de consommation, quant à elle, pourrait être dégradée en raison de la plus faible dilution des polluants causée par la baisse de débit.

Pour le nord du Québec, les modèles prévoient une augmentation des précipitations qui pourrait atteindre 20 %, hausse particulièrement marquée en hiver. Avec l'augmentation de l'évaporation consécutive au réchauffement, le régime hydrique du Nord pourrait ainsi connaître une intensification. Le réchauffement des températures et le cycle hydrique qui y serait associé occasionneraient des inondations printanières plus fréquentes dans les forêts boréales.

### 5.4 Les changements climatiques et la production hydroélectrique

Au Québec, les centrales hydroélectriques produisent 96 % de l'électricité. Cette production est directement dépendante des précipitations dans les bassins versants des cours d'eau harnachés.

Avec le réchauffement du climat, dans un scénario de doublement de la concentration du CO<sub>2</sub>, selon les modèles climatiques, la production électrique des centrales situées sur le Saint-Laurent serait réduite d'environ 0,75 % pour chaque diminution de 1 % du débit au niveau de Niagara. Cela pourrait se traduire par des baisses de production de l'ordre de 30 %.

Les Grands lacs, qui couvrent une très grande superficie, mais dont le bassin versant est proportionnellement petit, sont particulièrement sensibles à toute hausse du taux d'évaporation. On peut donc appréhender une réduction du débit des Grands lacs causant une réduction correspondante du débit du fleuve Saint-Laurent.

Pour les bassins versants du nord du Québec, où se trouvent les grands complexes hydroélectriques, on estime que l'augmentation prévisible des précipitations sur cette région sera contrebalancée, au moins en partie, par l'augmentation du taux d'évaporation. En effet, toute augmentation de température implique un accroissement de l'évaporation<sup>8</sup> en été, sur l'ensemble des bassins versants, diminuant la proportion de l'eau qui ruisselle dans le réseau hydrographique. Au net, l'apport en eau sur cette région pourrait augmenter d'environ 15 %.

---

8. Évaporation directe sur des surfaces plus chaudes, évapotranspiration accrue des plantes, etc.

Cette tendance prévisible n'élimine pas la possibilité de variations cycliques de l'hydraulicité des bassins hydroélectriques et de périodes de sécheresse sur plusieurs années. Ainsi, des périodes de faible hydraulicité, comme celle qu'Hydro-Québec connaît actuellement, pourraient devenir plus prononcées en raison de l'accroissement de l'évaporation liée à une température plus élevée.

On estime toutefois que, dans un contexte de réchauffement climatique, la demande domestique en électricité sera distribuée plus uniformément entre les saisons, grâce aux besoins accrus de climatisation en été et aux diminutions de chauffage en hiver, modifications qui pourraient avoir des impacts appréciables sur la gestion des installations de production hydroélectriques.

## 5.5 Les changements climatiques et l'agriculture

Certaines des conséquences du réchauffement climatique sur la production agricole sont énumérées dans le chapitre québécois de l'étude pan-canadienne sur les changements climatiques :

- période de croissance prolongée pour l'ensemble des zones agricoles du Québec ;
- besoin en eau augmenté en raison d'étés plus chauds et plus secs ;
- modification de la production acéricole en raison de l'alternance du gel et du dégel ;
- relocalisation, abandon et ajout de cultures.

Dans certaines régions comme celles de l'Outaouais, du nord et du sud de Montréal et des Bois-Francs, les unités thermiques-maïs<sup>9</sup> et le nombre de degrés-jours<sup>10</sup> de croissance seraient en hausse de 55 % à 60 %. Par contre, un effet inverse se produirait dans la région du Bas-Saint-Laurent.

---

9. Indice correspondant à l'écart (°C) entre la température maximale et la température minimale, sur une base journalière, écart duquel on soustrait 10°C. En fonction de leur rusticité, les diverses cultures ont besoin d'un nombre plus ou moins élevé d'unités thermiques pour parvenir à maturité.

10. Le principe du degré-jour de chauffage est fondé sur l'accumulation systématique de différences définies de température que l'on peut relier à la consommation d'énergie utilisée pour le chauffage des locaux. Pour le Canada, la valeur de référence pour le calcul des degrés-jours de chauffage est, par définition, de 18° Celsius. Les valeurs des degrés-jours de chauffage sont calculées en accumulant les différences entre 18°C et la température moyenne quotidienne pour chaque jour de l'année où elle était inférieure à 18°C. Chaque degré Celsius au-dessous 18°C est considéré comme un degré-jour.

### SECTION 6

Si l'on considère le nombre d'événements d'origine météorologique ou climatique d'ampleur exceptionnelle qui se sont produits depuis une vingtaine d'années un peu partout dans le monde, on pourrait croire que ces « catastrophes » se font de plus en plus fréquentes.

Or la preuve statistique d'une augmentation de ce type d'événements est encore difficile à établir. On rapporte cependant certaines observations qui concordent avec les changements climatiques appréhendés.

- Au Canada, on observe ainsi, depuis 1940, une tendance vers l'accroissement des précipitations, surtout au Nord.
- Depuis les années 1970, on note aussi une augmentation des tempêtes hivernales violentes sur la côte Est de l'Amérique du Nord.
- Une augmentation généralisée de divers types d'extrêmes climatiques aux États-Unis est également remarquée depuis le milieu des années 1970.

Globalement, l'intensification de l'effet de serre d'origine naturelle et l'influence des émissions de gaz à effet de serre de source anthropique ont d'abord comme incidence la hausse des températures dans certains endroits et leur baisse dans d'autres. En réaction à l'augmentation de température, se produit un accroissement de la quantité d'eau participant au cycle hydrologique de la planète. En effet, l'évaporation et la transpiration des végétaux, de même que la capacité de l'air à retenir l'humidité s'accroissent, augmentant d'autant les probabilités de précipitations. Tous les modèles climatiques prévoient d'ailleurs que l'augmentation des précipitations aura principalement lieu sous les latitudes élevées de l'hémisphère nord. Le réchauffement du climat pourrait de plus faire en sorte que les précipitations surviennent de plus en plus au cours de grands événements météorologiques, tout en laissant entre chacun de plus longues périodes sans précipitation.

Par ailleurs, les modèles prévoient qu'au printemps, pour les latitudes moyennes de l'hémisphère Nord, l'humidité au sol devrait s'accroître, augmentant ainsi les risques d'inondations importantes, comme celle de la rivière Rouge en 1997, au Manitoba. Les tornades constituent un autre phénomène extrême qui risque d'augmenter dans la région des Prairies en réponse à une élévation de la température moyenne. Selon les modèles climatiques, un nombre croissant de vagues de chaleur et de journées très chaudes est à prévoir.

#### 6.1 La probabilité d'augmentation des épisodes de verglas

La probabilité que l'ensemble des conditions, par ailleurs rares, qui ont mené au sinistre du verglas de 1998, soient à nouveau réunies est faible. Cependant, si l'hypothèse de l'augmentation de la fréquence et de l'intensité des phénomènes El Niño devait se confirmer, il faudra envisager que le sud du Québec puisse connaître des épisodes de verglas plus fréquents.

Les prévisions tirées des modèles climatiques annoncent un réchauffement hivernal de 2 °C à 6 °C et un accroissement des précipitations de 5 % à 20 %. Sous ce nouveau climat, la probabilité de verglas pourrait être plus élevée en raison de la possibilité accrue de réunir des conditions propices, c'est-à-dire des températures moyennes quotidiennes oscillant autour du point de congélation plutôt que stables à quelques degrés sous ce point critique. Quant à savoir

si le front de verglas pourrait se déplacer vers le nord, étant donné la hausse prévue des températures et des précipitations qui y seraient plus importantes que dans le sud, il n'est pas certain que les contrastes thermiques entre les masses d'air qui sont à l'origine du verglas soient aussi fréquents au nord qu'au-dessus de la vallée du Saint-Laurent. Autrement dit, le contraste entre des masses d'air différentes qui découle de la topographie des basses terres du Saint-Laurent pourrait ne se produire que très rarement au-dessus du Bouclier canadien, par exemple.



SECTION 7

### Historique

La Convention cadre sur les changements climatiques (CCCC) a été adoptée lors de la Conférence des Nations Unies sur l'environnement et le développement tenue en 1992 et mieux connue sous le nom de Sommet de Rio.

C'est en réponse à la menace des changements climatiques liés à l'augmentation des émissions de gaz à effet de serre de source anthropique que la CCCC a été élaborée. La Convention est entrée en vigueur en 1994, après avoir alors été ratifiée par une cinquantaine de pays. Aujourd'hui, 176 pays ont ratifié la Convention.

Parmi les événements majeurs ayant marqué les rencontres entre les Parties à la Convention, il est important de rappeler d'abord le Mandat de Berlin (1995), en vertu duquel les pays développés s'engageaient à adopter des mesures afin d'atteindre les objectifs quantifiés de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Le Mandat de Berlin a conduit, à l'occasion de la troisième Conférence des Parties tenue à Kyoto en décembre 1997, à l'élaboration du Protocole de Kyoto. L'adoption d'un tel protocole constituait en fait le principal objectif de la conférence de Berlin. Les grandes lignes du Protocole sont les suivantes:

- Fixation d'objectifs réalisables de réduction des GES pour l'horizon 2008-2012 variant selon les pays.

La moyenne de la réduction pour les pays ayant adhéré à la Convention est de 5,2% par rapport au niveau de 1990. Le niveau de réduction pour le Canada est de 6%. Le protocole n'inclut pas d'engagement de réduction de la part des pays en voie de développement.

- Le Protocole vise la réduction de six gaz responsables de l'effet de serre: CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, NO<sub>2</sub>, HFC, PFC et SF<sub>6</sub>.

La réduction visée pour ces gaz sera mesurée en équivalent de CO<sub>2</sub>. Le calcul inclut par ailleurs les puits de carbone<sup>11</sup>.

Les mesures de contrôle et de réduction telles que les normes et les taxes ne font pas partie des mécanismes retenus dans le cadre du Protocole.

Par contre, des permis échangeables, véritables «droits de polluer», peuvent être émis par une autorité gouvernementale et remis aux industriels dont les activités sont source de pollution afin d'exercer un certain contrôle. Au point de départ, ces permis sont distribués au prorata des quantités de polluants, mais leur nombre est fixe et peut être réduit à mesure que l'on s'approche des objectifs fixés. Ainsi, par exemple, pour réduire les émissions d'un certain pourcentage, les autorités réglementaires peuvent retirer la proportion voulue de permis ou réduire leur valeur en conséquence.

---

11. Les forêts, les océans, certains types de sols, sont considérés comme des puits de carbone parce qu'ils absorbent du CO<sub>2</sub> atmosphérique. Les quantités absorbées sont cependant difficilement quantifiables.

## Conclusion

L'étude des statistiques météorologiques et les indications fournies par les modèles climatologiques laissent entrevoir un réchauffement de la planète. Ce phénomène sera sans doute accompagné d'événements météorologiques d'intensité et de fréquence croissantes.

### Les changements climatiques

- La tendance au réchauffement climatique planétaire anticipée par les climatologues laisse entrevoir des conséquences importantes sur les systèmes biophysiques à travers la perturbation des échanges thermiques et du cycle hydrologique.
- Les prévisions climatiques basées sur les principaux modèles montrent un réchauffement accéléré de la surface terrestre par rapport à la surface de l'océan au cours des périodes hivernales.
- Surtout depuis les années 1980, on observe une augmentation appréciable des températures sous les latitudes continentales moyennes, phénomène qui s'accompagne de sécheresses plus fréquentes dans les grandes plaines d'Amérique du Nord et d'un refroidissement de l'Atlantique Nord.
- Au Canada, depuis 1940, on note une tendance à l'augmentation des précipitations touchant principalement le nord du pays.
- Entre les années 1895 et 1992, un réchauffement statistiquement significatif de 1°C a été observé pour l'ensemble du Canada et, pour la même période, la température moyenne s'est accrue de 0,6 °C dans la vallée du Saint-Laurent.
- Plusieurs régions canadiennes ont connu un réchauffement notable entre 1895 et 1992: augmentation de la température annuelle moyenne de 0,6 °C dans le sud de l'Ontario et le centre du Canada, de 0,9 °C au sud des Prairies et de 1,7 °C au nord du Yukon.
- Au Québec, on a connu, au cours des 30 dernières années, des températures moyennes annuelles proches des normales ou légèrement inférieures. À l'échelle régionale cependant, le sud du Québec a connu un léger réchauffement, correspondant principalement à une hausse des températures minimales nocturnes.

### Les épisodes de verglas au Québec

- On observe que le verglas a en quelque sorte un caractère «habituel» pour les régions les plus au sud du Québec.
- À peu près une fois tous les 20 ans, on remarque aussi la récurrence d'importants épisodes de verglas (plus de 30 mm) dans la région de Montréal.

### La probabilité de récurrence d'importants épisodes de verglas

- Si l'on considère le nombre d'événements extrêmes d'origine météorologique ou climatique d'ampleur exceptionnelle qui se sont produits depuis une vingtaine d'années un peu partout dans le monde, on pourrait croire que ces «catastrophes» se font de plus en plus fréquentes. Néanmoins, la preuve statistique d'une intensification de ce type d'événements reste encore difficile à établir.
- On rapporte cependant certaines observations qui concordent avec les changements climatiques appréhendés.
  - Au Canada, on observe ainsi, depuis 1940, une tendance vers l'accroissement des précipitations, surtout au Nord.

- Depuis les années 1970, on remarque aussi une augmentation des tempêtes hivernales violentes sur la côte Est de l'Amérique du Nord<sup>12</sup>.
- Une augmentation généralisée de divers types d'extrêmes climatiques aux États-Unis est également observée depuis le milieu des années 1970, comme le confirme l'indice des extrêmes climatiques établis par le *U.S. National Climate Data Center*.
- Les modèles climatiques permettent par ailleurs de prévoir une plus grande variabilité du climat et laissent présager que les événements météorologiques extrêmes se produiront avec une plus grande fréquence.
- Les environmentalistes considèrent aussi la possibilité que les épisodes de verglas deviennent plus fréquents avec le réchauffement du climat provoqué par l'augmentation des gaz à effet de serre dans l'atmosphère.
- Les prévisions tirées des modèles climatiques annoncent un réchauffement hivernal de 2 °C à 6 °C accompagné de 5 % à 20 % plus de précipitations. Sous ce nouveau climat, la probabilité de verglas pourrait être plus élevée en raison de la possibilité accrue d'avoir des conditions propices, c'est-à-dire des températures moyennes quotidiennes oscillant autour du point de congélation plutôt que stables à quelques degrés sous le point de congélation.

#### **L'impact des changements climatiques sur la production hydroélectrique**

- Avec le réchauffement du climat, dans un scénario de doublement de la concentration du CO<sub>2</sub>, les modèles climatiques montrent que la production électrique des centrales situées sur le Saint-Laurent serait réduite d'environ 0,75 % pour chaque diminution de 1 % du débit au niveau de Niagara. Cela pourrait se traduire par des baisses de production de l'ordre de 30 %.
- Pour les bassins versants du nord du Québec, où se trouvent les grands complexes hydroélectriques, les climatologues estiment que l'augmentation prévisible des précipitations sur le nord du Québec sera contrebalancée, au moins en partie, par l'augmentation du taux d'évaporation. Au net, ce changement signifie que l'apport en eau sur cette région pourrait augmenter d'environ 15 %.

#### **La perturbation des activités agricoles**

Parmi les principales conséquences prévues du réchauffement climatique sur la production agricole, on note :

- une période de croissance prolongée pour l'ensemble des zones agricoles du Québec;
- des besoins croissants d'irrigation et d'arrosage en raison d'étés plus chauds et plus secs;
- la modification de la production acéricole en raison de l'alternance du gel et du dégel.

Dans certaines régions, comme celles de l'Outaouais, du nord et du sud de Montréal et des Bois-Francs, le nombre de jours de croissance des cultures serait en hausse notable. Par contre, un effet inverse se produirait dans la région du Bas-Saint-Laurent.

---

12. Observation cependant contestée par certains chercheurs.

## **bibliographie**

## Audiences publiques, comptes rendus et mémoires

---

Les références bibliographiques des travaux de la Commission scientifique et technique comprennent les mémoires, avis écrits et comptes rendus des audiences publiques. La liste des personnes et des organisations ayant contribué aux travaux de la Commission en participant aux audiences publiques ou en acheminant un mémoire ou autre écrit est publiée à la fin de ce volume.

## Autres documents

---

ASSOCIATION DE CLIMATOLOGIE DU QUÉBEC INC. *Les modalités et les coûts d'adaptation du programme de connaissance climatique québécois à la problématique des changements et des extrêmes climatiques*. Septembre 1998.

ASSOCIATION DE CLIMATOLOGIE DU QUÉBEC INC. *Les modalités et les coûts d'adaptation du programme de connaissance climatique québécois à la problématique des changements et des extrêmes climatiques*, Complément au mémoire, *Le climat : Une variable sous-estimée au Québec*. Novembre 1998.

BERGERON, Y. «Les conséquences des changements climatiques sur la fréquence des feux et la composition forestière au sud-ouest de la forêt boréale québécoise», dans *Géographie physique et Quaternaire*, vol. 52, n° 2 1998, p. 167-173.

BERGERON, L., G. VIGEANT et J. LACROIX. *Chapitre québécois de l'Étude pan-canadienne sur les impacts et adaptation à la variabilité et au changement du climat*. Tome V, Association de climatologie et Environnement Canada, 1997, 270 p.

BLANCHET, J.P. «Les outils de prévisions climatiques : potentiels et limites» dans *Le Climat*, vol. 14, n° 2 (février 1997).

BOER, G.J., N.A. MCFARLANE et M. LAZARE. «Greenhouse gas induced climate change simulated with the CCC second generation general circulation model» dans le *Journal of Climate*, vol. 5 (1992), p. 1045-1077.

BRYANT, C. et al. «L'adaptation agricole aux changements climatiques : le cas du Québec» dans *Le Climat*, vol. 14, n° 2, février 1997.

DRANGE, H. *Modelling of Co<sub>2</sub> disposal in the world ocean*. Nansen Environmental and Remote Sensing Center (NERSC).

FRANCIS, D. et H. HENGEVELD. *Phénomènes météorologiques extrêmes et changement climatique*. Environnement Canada, 1998.

GRUPE DE TRAVAIL QUÉBÉCOIS SUR LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES. *État d'avancement des mesures et bilan des émissions de gaz à effet de serre*. Plan d'action québécois de mise en œuvre de la Convention cadre des Nations Unies sur les changements climatiques, 1996.

- GROUPE INTERGOUVERNEMENTAL D'EXPERTS SUR L'ÉVOLUTION DU CLIMAT (GIEC), GROUPE DE TRAVAIL II. *Analyse scientifique et technique des incidences de l'évolution du climat, adaptation et atténuation, Résumé à l'attention des décideurs*. 1996.
- HANSEN, J. et al. «Efficient three-dimensional global models for climate studies: Models I and II» dans *Monthly Weather Review*, vol. 111 (1983), p. 609-662.
- ICF INC. *Potential impacts of climate on electric utilities. Report prepared for New-York State Energy Research and Development Authority*. Albany, New-York State Energy Research and Development, 1987.
- INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (IPCC). *An introduction to simple climate models used in the IPCC second assessment report*. 1997.
- . *Summary for policy makers: The science of climate change-IPCC Working Group I*. 1995
- . *IPCC second assessment syntheses of scientific-technical information relevant to interpreting Article 2 of the UN Framework Convention on Climate Change*. 1995.
- . *Radiative forcing of climate change, The 1994 report of the scientific assessment Working Group of IPCC, Summary for policy makers*. 1994.
- KALKSTEIN, L.S. et K.E. SMOYER. *The impact of climate on canadian mortality: present relationships and future scenarios*. Canadian Climate Program, report no. 93-7, 1993, 50 pages.
- MANABE, S. et al. «Transient responses of a coupled ocean-atmosphere model to gradual changes of atmospheric CO<sub>2</sub>. Part I: Annual mean response» dans *Journal of Climate*, vol. 5 (1991), p. 105-126.
- QUÉBEC. *Programme d'enregistrement des mesures volontaires sur les changements climatiques: guide du participant*. Ecogeste, 1996.
- MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES. *Pour un Québec efficace. Rapport de la table de consultation du débat public sur l'énergie au Québec, ministère des Ressources naturelles*, 1996, 150 pages.
- RUSSEL, G.L., J.R. MILLER et D. RIND. «A coupled atmosphere-ocean model for transient climate change studies» dans *Atmosphere-Ocean*, vol. 33 (1995), p. 683-730.
- SINGH, B. et al. «Influence d'un changement climatique dû à une hausse de gaz à effet de serre sur l'agriculture au Québec» dans *Atmosphère-Océan*, vol. 34, n° 2 (1995), p. 379-399.
- SINGH, B., et R.B. STEWART. «Potential impacts of a CO<sub>2</sub>- induced climate change using the GIS scenario on agriculture in Québec, Canada» dans *Agriculture, Ecosystem and Environment*, vol. 35 (1991), p. 327-347.

- SINGH, B., A. VIAU et M.P. DAVID-TRUDEL. *Potential impacts of climate change due to an effective doubling of atmospheric CO<sub>2</sub> on net basin supply and hydro-electric generation in Québec*. University of Waterloo, Department of geography publication series, occasional paper, n° 11, 1990, p. 247-257.
- SLIVITZKY, J. «Les ressources en eau, leurs usages et disponibilités et les variations climatiques» dans *Le Climat*, vol. 14, n° 2 (février 1997).
- TARDIF, J. et Y. BERGERON. «Ice-flood history reconstructed with tree-rings from the southern boreal forest limit, western Québec» dans *The Holocene*, vol. 7, n° 3 (1997), p. 291-300.
- VAN DEN HOVE, S. «Une science moins contestée» dans *Courrier de la Planète et Global Chance* (mars-avril 1998).
- VIAU, A. «La variabilité climatique et les extrêmes climatiques: à quelles modifications du climat devrions-nous nous attendre?» dans *Le Climat*, vol. 14, n° 2 (février 1997).
- VILLENEUVE, C., P. DANSERAULT et J. DUFOUR. *Forêt verte, planète bleue*. Musée de la civilisation et Fides, Montréal, 1994.

**Livre 2**

---

**L'approvisionnement en énergie**



# Volume 3

## Les conditions climatiques et l'approvisionnement en énergie

<b>Livre 2</b>	<b>L'APPROVISIONNEMENT EN ÉNERGIE</b>	<b>xxiii</b>
<b>Chapitre 1</b>	<b>LES ASPECTS STRUCTURAUX DU RÉSEAU</b>	<b>145</b>
<b>Section 1</b>	<b>Les caractéristiques des lignes dans la région touchée par le verglas</b>	<b>149</b>
1.1	Le réseau de transport d'Hydro-Québec	149
1.2	Les lignes touchées par la tempête de verglas	152
1.3	Les composantes des lignes touchées	154
<b>Section 2</b>	<b>Le bilan des dommages</b>	<b>157</b>
2.1	Les principaux dommages causés par la tempête de verglas	157
2.1.1	La méthodologie d'inventaire des dommages	157
2.1.2	La dégradation des structures, des câbles et des accessoires	160
2.1.3	Les bris d'accessoires d'attache des câbles	177
2.1.4	Les câbles et les conducteurs entravant la circulation routière	182
2.1.5	L'inventaire des sections de lignes non endommagées	182
2.1.6	Effet du vent sur le réseau	185
2.2	Les normes d'Ontario Hydro et les dommages structuraux subis par son réseau	188
2.3	Les enseignements des événements antérieurs	189
<b>Section 3</b>	<b>Les principes guidant la conception des lignes</b>	<b>192</b>
3.1	Historique et évolution des approches utilisées	192
3.1.1	L'approche déterministe	192
3.1.2	L'avènement des ordinateurs	193
3.1.3	L'approche probabiliste	193
3.1.4	L'expérience acquise et les choix techniques	195
3.2	Les charges climatiques de base utilisées par diverses sources	196
3.2.1	Les charges de glace et de vent combinées	198
3.2.2	Les charges de glace maximum	199
3.2.3	Les charges de vent maximum	199

## TABLE DES MATIÈRES

3.3	L'approche actuelle et les séquences de défaillance anticipées	203
3.3.1	Les niveaux de fiabilité et de robustesse	204
3.3.2	Les circonstances propices à des effondrements de grande ampleur	205
3.3.3	Les aspects technico-économiques	206
3.3.4	La norme d'Hydro-Québec est-elle adéquate ?	207
3.4	Les particularités de la conception des lignes sur portiques en bois	211
3.4.1	L'évolution des approches de conception des portiques en bois	211
3.4.2	La résistance aux charges longitudinales déséquilibrées	213
3.4.3	Le calcul des dégagements	213
3.4.4	La conception des traverses	214
3.4.5	Les accessoires d'attache des câbles et autres pièces de quincaillerie	214
3.4.6	Les fondations et les ancrages des haubans	214
<hr/>		
<b>Section 4</b>	<b>La conformité aux normes</b>	<b>215</b>
4.1	La conception, les modèles et les outils d'analyse	215
4.1.1	La conception ou le choix de composants normalisés	215
4.1.2	La ligne comme système structural	216
4.1.3	Le concept des familles normalisées	217
4.1.4	Les études nécessaires à la réalisation de projets spécifiques	220
4.2	Le comportement des structures et les performances prévues par la norme	221
4.2.1	La résistance de l'ensemble des lignes	221
4.2.2	La propagation des dommages en cascade	222
4.3	Les particularités des lignes sur portiques en bois	224
4.3.1	Les outils de conception et les projets	224
4.3.2	La norme de conception des portiques en bois est-elle adéquate ?	224
<hr/>		

## TABLE DES MATIÈRES

	<b>Constats</b>	225
	<hr/>	
	<b>Lexique</b>	228
	<hr/>	
<b>Bibliographie</b>		237
	<hr/>	
<b>Liste des figures et tableaux</b>		
<b>Figure 1</b>	Le réseau de transport d'Hydro-Québec	149
<b>Figure 2</b>	La cartographie des précipitations verglaçantes	153
<b>Figure 3</b>	Vitesse et pression du vent	187
	<hr/>	
<b>Tableau 1</b>	Les postes et les lignes des réseaux de transport et de répartition d'Hydro-Québec	152
<b>Tableau 2</b>	Le nombre de pylônes effondrés ou partiellement endommagés	160
<b>Tableau 3</b>	Sommaire des dommages sur les lignes à 735 kV	161
<b>Tableau 4</b>	Sommaire des dommages sur les lignes à 315 kV	167
<b>Tableau 5</b>	Sommaire des dommages sur les lignes à 230 kV	170
<b>Tableau 6</b>	Sommaire des dommages sur les lignes à 120 kV sur pylônes en acier	172
<b>Tableau 7</b>	Sommaire des dommages pour les lignes d'interconnexion	176
<b>Tableau 8</b>	Nombre de portiques en bois endommagés	176
<b>Tableau 9</b>	Sommaire des dommages sur les lignes sur portiques en bois	178
<b>Tableau 10</b>	Cas de dégagements insuffisants entre des câbles de garde glacés et des conducteurs déglacés	183
<b>Tableau 11</b>	Cas de dégagements insuffisants entre des conducteurs glacés et des lignes de distribution intersectées	183
<b>Tableau 12</b>	Cas de galop des conducteurs	183
<b>Tableau 13</b>	Cas d'arcs de contournement observés entre un câble de garde et des conducteurs galopants	184
<b>Tableau 14</b>	Vitesse moyenne quotidienne des vents et rafales	185
<b>Tableau 15</b>	Charges climatiques normalisées	186
<b>Tableau 16</b>	Dommages structuraux causés antérieurement au réseau d'Hydro-Québec par des brouillards givrants et des tempêtes de verglas	191

## TABLE DES MATIÈRES

<b>Tableau 17</b>	Les conditions limites des deux premières lignes à 735 kV du réseau Baie James	<b>194</b>
<b>Tableau 18</b>	Les cas de charges de base sur les pylônes classiques en des lignes à 315 kV	<b>195</b>
<b>Tableau 19</b>	Les cas de charges de base pour les pylônes MA de la ligne à 450 kV c.c.	<b>196</b>
<b>Tableau 20</b>	Charges climatiques de base sur les câbles	<b>197</b>
<b>Tableau 21</b>	Les charges induites par la glace et le vent combinés	<b>200</b>
<b>Tableau 22</b>	Les charges de glace maximum sans vent	<b>201</b>
<b>Tableau 23</b>	Les charges de vent maximum sans glace	<b>202</b>
<b>Tableau 24</b>	Charges climatiques de base normalisées pour la conception des lignes de répartition sur portiques en bois	<b>212</b>
<b>Tableau 25</b>	Paramètres de base des pylônes de la famille FA	<b>217</b>

---

## TABLE DES MATIÈRES

<b>Sous-chapitre</b>	<b>LE RÉSEAU DE DISTRIBUTION</b>	<b>241</b>
<b>Section 1</b>	<b>Les caractéristiques structurales du réseau de distribution dans les régions touchées par la tempête de verglas</b>	<b>245</b>
<b>Section 2</b>	<b>Les dommages subis par le réseau de distribution</b>	<b>247</b>
2.2	La nature et l'étendue des bris	247
2.2.1	Les informations recueillies par Hydro-Québec	247
2.2.2	La corrélation entre les dommages et l'accumulation de verglas	248
2.2.3	Les informations recueillies par Bell Canada	249
2.3	L'examen des sections restées intactes	250
2.4	Une analyse structurale des conditions d'effondrement	251
2.5	Les dommages au réseau d'Ontario Hydro	251
2.6	Autres bris majeurs survenus antérieurement sur le réseau d'Hydro-Québec	252
<b>Section 3</b>	<b>Les normes et les pratiques de conception ainsi que la maintenance des structures</b>	<b>253</b>
3.1	Les normes de conception	253
3.2	Les guides techniques pour la conception des lignes aériennes	253
3.3	Conformité des équipements aux normes de conception et aux guides techniques	254
3.4	L'usage conjoint des poteaux de distribution	254
3.4.1	Historique de l'usage conjoint des poteaux	254
3.4.2	Un partenariat renforcé	255
3.4.3	Le partage des activités de conception et les responsabilités des partenaires	255
3.4.4	Le partage des activités d'entretien et les responsabilités des partenaires	255
3.5	Les normes et les pratiques d'entretien préventif	256
3.6	L'enfouissement du réseau en milieu urbain	256

## TABLE DES MATIÈRES

<b>Section 4</b>	<b>Observations et commentaires</b>	<b>258</b>
4.1	L'inventaire et l'analyse des causes des bris	258
4.2	La conformité des équipements	259
4.3	Les normes et les pratiques d'entretien	260
<hr/>		
	<b>Autres constats</b>	<b>260</b>
<hr/>		
<b>Annexe</b>	<b>Rencontre technique entre les spécialistes de Bell Canada et les collaborateurs aux dossiers techniques de la Commission Nicolet sur le verglas – Compte rendu</b>	<b>263</b>
<hr/>		
	<b>Bibliographie</b>	<b>273</b>
<hr/>		
<b>Liste des tableaux</b>		
<b>Tableau 1</b>	Les principales caractéristiques des lignes de distribution	<b>245</b>
<b>Tableau 2</b>	Sommaire des bris observés dans la zone d'échantillonnage d'Hydro-Québec	<b>247</b>
<b>Tableau 3</b>	Les classes de construction et les facteurs de surcharge	<b>253</b>
<hr/>		

## TABLE DES MATIÈRES

<b>Chapitre 2</b>	<b>LES ASPECTS ÉLECTRIQUES DU RÉSEAU HYDRO-QUÉBEC</b>	<b>281</b>
<b>Section 1</b>	<b>Le réseau d'Hydro-Québec : un réseau de réseaux</b>	<b>285</b>
1.1	Le réseau de transport	285
1.1.1	La création d'Hydro-Québec et l'origine de son réseau de transport	285
1.1.2	Les contraintes et les améliorations techniques	289
1.1.3	Les principaux éléments du réseau de transport	291
1.1.4	Les interconnexions avec les réseaux voisins	292
1.1.5	L'exploitation du réseau de transport	294
1.2	Les réseaux de répartition	296
1.2.1	L'évolution des réseaux de répartition	296
1.2.2	Les critères et les normes de conception des réseaux de répartition	297
1.2.3	L'exploitation des réseaux de répartition	299
1.2.4	L'état des réseaux de répartition dans les régions sinistrées	300
1.3	Le réseau de distribution	301
1.3.1	Les critères et les normes de conception des réseaux de distribution	302
1.3.2	Les réseaux de distribution à l'échelle régionale	302
1.3.3	L'exploitation des réseaux de distribution	304
<b>Section 2</b>	<b>Le comportement des réseaux pendant la tempête de verglas</b>	<b>307</b>
2.1	La dégradation du réseau de transport	307
2.1.1	Une dégradation progressive	307
2.1.2	Les impacts sur la fiabilité électrique du réseau de transport	309
2.1.3	Le recours aux interconnexions	310
2.2	La dégradation du réseau de répartition	322
2.2.1	La progression des dommages	322
2.3	La dégradation des réseaux de distribution	328
2.3.1	La progression des pannes	328

## TABLE DES MATIÈRES

<b>Section 3</b>	<b>La réponse aux urgences et la gestion du réseau</b>	<b>330</b>
3.1	Le plan de surveillance et d'anticipation des conditions extrêmes	330
3.2	Le déclenchement des interventions d'urgence	331
3.3	Les interventions prioritaires	332
3.4	La mobilisation des ressources et les interventions	334
3.4.1	<b>L'application des mesures d'urgence et les interventions</b>	<b>334</b>
3.4.2	<b>L'efficacité des plans de mobilisation et d'allocation des ressources</b>	<b>337</b>
<hr/>		
<b>Section 4</b>	<b>Le rétablissement du courant</b>	<b>340</b>
4.1	Le réseau d'Hydro-Québec et la gestion des pannes	340
4.1.1	<b>L'organisation de « missions » pour réparer les pannes</b>	<b>341</b>
4.1.2	<b>Les priorités de rebranchement</b>	<b>342</b>
4.1.3	<b>La redéfinition des priorités à la suite du sinistre du verglas</b>	<b>342</b>
4.1.4	<b>Les complications du découpage territorial</b>	<b>344</b>
4.1.5	<b>Des problèmes d'information</b>	<b>345</b>
<hr/>		
<b>Section 5</b>	<b>L'évaluation de la performance des réseaux</b>	<b>346</b>
5.1	La performance du réseau de transport	346
5.1.1	<b>La validité des critères de conception et des règles d'exploitation du réseau de transport</b>	<b>346</b>
5.2	La performance du réseau de répartition	346
5.2.1	<b>La validité des critères de conception et d'exploitation du réseau de répartition</b>	<b>347</b>
5.2.2	<b>La validité des normes applicables au matériel et aux composantes</b>	<b>347</b>
5.2.3	<b>La prévention des pannes</b>	<b>348</b>
5.2.4	<b>La sécurisation des postes de répartition</b>	<b>348</b>
5.3	La performance des réseaux de distribution	349
5.3.1	<b>L'implantation et la gestion des réseaux de distribution</b>	<b>349</b>
<hr/>		



## TABLE DES MATIÈRES

<b>Section 6</b>	<b>Les améliorations envisagées par Hydro-Québec</b>	<b>350</b>
6.1	La boucle montréalaise	350
6.2	La boucle du centre-ville de Montréal	351
6.3	La boucle outaouaise	352
6.4	La ligne Duvernay-Anjou	353
6.5	La consolidation du réseau de transport dans la région de Québec	353
6.6	Une nouvelle interconnexion avec les États-Unis	354
6.7	Le déglacement des lignes	354
6.8	L'augmentation de la «robustesse» des réseaux	356
<b>Section 7</b>	<b>Des suggestions venues du milieu</b>	<b>357</b>
7.1	L'alimentation du centre-ville par la centrale de Beauharnois	357
7.2	L'alimentation de la Montérégie à partir des postes Hertel et Hériot	357
7.3	L'augmentation des capacités de transit des lignes à haute tension	358
7.4	Les centrales de cogénération et la production localisée d'électricité	358
7.5	Le déglacement d'un conducteur par courant électrique	359
	<b>Constats</b>	<b>359</b>
<b>Bibliographie</b>		<b>365</b>
<b>Annexe</b>	<b>Extrait d'un article publié dans le journal <i>Atmospheric Research: État-de-l'art du déglacement des lignes électriques</i></b>	<b>373</b>
<b>Liste des figures et tableaux</b>		
<b>Figure 1</b>	Le réseau de transport d'Hydro-Québec	288
<b>Tableau 1</b>	Les principaux éléments du réseau de transport d'Hydro-Québec	291
<b>Tableau 2</b>	Les artères du réseau de transport à 735 kV	291
<b>Tableau 3</b>	Les interconnexions du réseau d'Hydro-Québec et les variations typiques des échanges d'électricité	293
<b>Tableau 4</b>	Les capacités de transit des interconnexions	294
<b>Tableau 5</b>	Les caractéristiques des réseaux de distribution dans les zones sinistrées	303

## TABLE DES MATIÈRES

<b>Tableau 6</b>	La chronologie des événements survenus sur le réseau des lignes à 735 kV à la suite du verglas	<b>308</b>
<b>Tableau 7</b>	Les échanges avec les réseaux canadiens voisins	<b>312</b>
<b>Tableau 8</b>	Les échanges avec les réseaux américains	<b>316</b>
<b>Tableau 9</b>	Les échanges sur l'interconnexion avec NYPA	<b>319</b>
<b>Tableau 10</b>	Les échanges avec les réseaux voisins	<b>320</b>
<b>Tableau 11</b>	Les échanges avec les réseaux canadiens à la pointe journalière (17 h00)	<b>321</b>
<b>Tableau 12</b>	Les échanges avec les réseaux américains à la pointe journalière (17 h00)	<b>321</b>
<b>Tableau 13</b>	La chronologie des événements survenus sur le réseau de répartition à la suite du verglas	<b>324</b>
<b>Tableau 14</b>	Le passage du mode préventif au mode opérationnel	<b>332</b>
<b>Tableau 15</b>	Les priorités de rebranchement en situation d'exploitation normale	<b>342</b>
<b>Tableau 16</b>	Les priorités de rebranchement redéfinies en fonction des contraintes du sinistre du verglas	<b>343</b>

## TABLE DES MATIÈRES

<b>Sous-chapitre</b>	<b>L'ENFOUISSEMENT DES CÂBLES ET LE DÉVELOPPEMENT DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES SOUTERRAINS</b>	<b>391</b>
<b>Section 1</b>	<b>Les réseaux de distribution d'électricité</b>	<b>393</b>
1.1	Les composantes des réseaux de distribution	393
1.2	Les configurations typiques des réseaux de distribution	393
1.2.1	Les réseaux aériens	394
1.2.2	Les réseaux souterrains conventionnels	394
1.2.3	Les réseaux mixtes et les réseaux souterrains de type économique	395
1.3	L'équipement, les composantes et les infrastructures	395
1.3.1	L'équipement électrique	396
1.3.2	Les infrastructures civiles	397
1.4	Les coûts des composantes	398
<b>Section 2</b>	<b>La comparaison des diverses configurations</b>	<b>400</b>
2.1	Les aspects économiques	400
2.1.1	Les coûts d'implantation des réseaux	400
2.1.2	Les frais d'exploitation, d'entretien et de réparation	400
2.1.3	L'utilisation conjointe des infrastructures	401
2.2	Les aspects techniques	401
2.2.1	La durée de vie utile	401
2.2.2	L'évolution des besoins	402
2.2.3	La fiabilité	402
2.2.4	Les facteurs climatiques	403
2.2.5	La localisation des infrastructures	403
2.2.6	La sécurité des installations	404
2.3	Les aspects sociaux et environnementaux	404
2.3.1	La continuité du service	404
2.3.2	Les effets des champs électriques et magnétiques sur la santé	404
2.3.3	Les considérations esthétiques et l'aménagement des abords	405

## TABLE DES MATIÈRES

<b>Section 3</b>	<b>Les différences de coûts</b>	<b>407</b>
3.1	La nature et la complexité des travaux	407
3.2	Des projets et des cas types	407
3.2.1	Les projets considérés	407
3.2.2	La comparaison des projets	410
3.3	Des études de cas par Hydro-Québec	410
3.3.1	L'évaluation des coûts	411
3.3.2	Les évaluations d'Hydro-Québec	412
3.4	Les exigences techniques et les modalités d'implantation	415
<hr/>		
<b>Section 4</b>	<b>Le financement des projets d'enfouissement</b>	<b>417</b>
4.1	Les raccordements au réseau d'Hydro-Québec	417
4.1.1	Le financement municipal	417
4.1.2	Le cas particulier de la Ville de Montréal	417
4.1.3	Les programmes incitatifs d'Hydro-Québec	418
4.1.4	L'exemple des programmes incitatifs d'Électricité de France	419
<hr/>		
	<b>Conclusion</b>	<b>420</b>
<hr/>		
<b>Bibliographie</b>		<b>423</b>
<hr/>		
<b>Annexe</b>	<b>Les études confiées au CERIU</b>	<b>425</b>
<hr/>		
<b>Liste des tableaux</b>		
<b>Tableau 1</b>	Les composantes des réseaux de distribution d'électricité	396
<b>Tableau 2</b>	Les coûts des travaux pour l'enfouissement de câbles à moyenne et à basse tension	398
<b>Tableau 3</b>	Les coûts des composantes des réseaux de distribution aériens et souterrains	399
<b>Tableau 4</b>	La modification et le prolongement de réseaux de distribution d'électricité	409
<b>Tableau 5</b>	Le prolongement de réseaux de distribution d'électricité dans des quartiers résidentiels	414
<b>Tableau 6</b>	Les coûts et les taux de majoration	415
<hr/>		

## TABLE DES MATIÈRES

<b>Chapitre 3</b>	<b>LES ASPECTS ÉCONOMIQUES</b>	<b>429</b>
<b>Introduction</b>		<b>430</b>
<b>Section 1</b>	<b>Le marché énergétique québécois et les politiques gouvernementales</b>	<b>431</b>
1.1	La demande d'énergie	432
1.2	L'offre d'énergie	434
1.3	Les politiques énergétiques gouvernementales	443
1.4	Les conséquences de la tempête de verglas sur le marché énergétique québécois	451
<b>Section 2</b>	<b>Hydro-Québec et la fiabilité des approvisionnements en électricité</b>	<b>455</b>
2.1	Les programmes mis en place par Hydro-Québec	455
2.2	Les dépenses effectivement consacrées à la fiabilité des approvisionnements	464
2.3	Les conséquences du verglas sur les équilibres financiers d'Hydro-Québec	469
<b>Bibliographie</b>		<b>475</b>
<b>Liste des diagrammes des graphiques et des tableaux</b>		
<b>Diagramme 1</b>	La propriété de la distribution du gaz naturel au Québec	437
<b>Graphique 1</b>	L'évolution des dépenses d'entretien consacrées à la distribution et au transport	469
<b>Tableau 1</b>	Les prix de l'énergie	431
<b>Tableau 2</b>	L'énergie disponible	432
<b>Tableau 3</b>	Les formes d'énergie utilisées pour le chauffage des logements	433
<b>Tableau 4</b>	La consommation d'énergie par secteur	433
<b>Tableau 5</b>	La consommation d'électricité au Québec	434
<b>Tableau 6</b>	Le gaz naturel au Québec	436
<b>Tableau 7</b>	La puissance installée d'Hydro-québec et les besoins en période de pointe	438

## TABLE DES MATIÈRES

<b>Tableau 8</b>	Les interconnexions entre le réseau d'Hydro-Québec et les réseaux voisins	439
<b>Tableau 9</b>	Les exportations d'électricité d'Hydro-Québec	440
<b>Tableau 10</b>	Les achats d'électricité hors Québec	441
<b>Tableau 11</b>	Les investissements d'Hydro-Québec	442
<b>Tableau 12</b>	Le facteur de charge d'Hydro-Québec	443
<b>Tableau 13</b>	Les dépenses relatives au programme PAQS-1	460
<b>Tableau 14</b>	Les dépenses liées aux programmes AFRT, PAQS et PAM	465
<b>Tableau 15</b>	Les dépenses reliées aux programmes et les dépenses totales d'investissements	465
<b>Tableau 16</b>	Les dépenses d'entretien en transport, en répartition et en distribution dans le cadre des programmes et les dépenses courantes	465
<b>Tableau 17</b>	Le taux d'intérêt moyen payé sur obligation de 10 ans et le rendement sur l'avoir propre	467
<b>Tableau 18</b>	Comparaison des hausses tarifaires et du taux d'inflation	467
<b>Tableau 19</b>	Les investissements requis pour remettre en état et renforcer les réseaux de transport et de distribution d'Hydro-Québec	470
<b>Tableau 20</b>	Les chiffres révisés du plan d'affaires d'Hydro-Québec à la suite des effets de la tempête de verglas	470

---

## TABLE DES MATIÈRES

<b>Appendice 1</b>	<b>RAPPORTS ADDITIONNELS D'EXPERTS EXTERNES À LA COMMISSION</b>	<b>477</b>
<b>Rapports</b>	Christian Dubanton	479
	Leslie Jaeger	489
	M. Hyde M. Merrill	499
	Alain H. Peyrot	517
	René Tinawi	531
<hr/>		
<b>Annexe à l'appendice 1</b>	<b>VERSIONS ORIGINALES ANGLAISES</b>	<b>541</b>
	Leslie Jaeger	543
	M. Merrill	551
	Alain H. Peyrot	567
<hr/>		
<b>Appendice 2</b>	<b>LES SYSTÈMES DE CHAUFFAGE ET D'APPROVISIONNEMENT EN ÉNERGIE DANS LES LOGEMENTS, EN CAS DE PANNE D'ÉLECTRICITÉ</b>	<b>577</b>
<b>Section 1</b>	<b>Les problèmes de chauffage en cas de panne d'électricité</b>	<b>579</b>
1.1	Les systèmes de chauffage autonomes	580
1.1.1	Le chauffage d'appoint	580
1.1.2	Le chauffage central à autonomie accrue	581
<hr/>		
<b>Section 2</b>	<b>La recherche d'autonomie énergétique</b>	<b>582</b>
<hr/>		
<b>Section 3</b>	<b>L'efficacité énergétique et les nouvelles technologies</b>	<b>584</b>
<hr/>		
<b>Section 4</b>	<b>Des questions de lois, de règlements et de normes</b>	<b>586</b>
<hr/>		
<b>Section 5</b>	<b>Une question d'information</b>	<b>588</b>
<hr/>		
	<b>Conclusion</b>	<b>589</b>
<hr/>		
<b>Bibliographie</b>		<b>591</b>
<hr/>		
<b>Annexe</b>	<b>Les participants aux consultations de la Commission</b>	<b>XLI</b>
<hr/>		

## TABLE DES MATIÈRES

### Liste des planches

<b>Planche 1</b>	Les réseaux de transport principaux d'Hydro-québec	<b>275</b>
<b>Planche 2</b>	Le réseau de transport d'électricité – Montérégie	<b>276</b>
<b>Planche 3</b>	Le réseau de transport d'électricité – Laurentides et Estrie	<b>277</b>
<b>Planche 4</b>	Le réseau de transport d'électricité – Région de Montréal	<b>278</b>
<b>Planche 5</b>	Le réseau de transport d'électricité – Outaouais et Montréal	<b>279</b>

---



# chapitre 1

## Les aspects structureaux du réseau

La Commission a voulu mieux connaître les effets de la tempête de verglas sur les éléments structuraux du réseau d'Hydro-Québec.

À cette fin, elle a formé un groupe de spécialistes, le «Groupe Structures», et elle lui a confié le mandat suivant.

- Effectuer des études et des expertises sur les structures et les accessoires de support des lignes électriques.
- Analyser les causes des bris et des effondrements constatés pendant la tempête de verglas.
- Proposer des mesures visant l'amélioration des pratiques et des normes correspondantes.

Ce groupe était constitué de Mme Ghyslaine McClure<sup>1</sup> et de MM. Kenneth Johns<sup>2</sup>, Franz Knoll<sup>3</sup> et Guy Pichette<sup>4</sup>.

### **Les sources d'information**

De multiples sources d'information ont été utilisées; elles provenaient principalement d'Hydro-Québec, de Bell Canada et du «Comité Warren»<sup>5</sup>, de même que d'Ontario Hydro et d'Électricité de France.

### **Hydro-Québec**

- Des documents d'Hydro-Québec décrivant le réseau avant la tempête, des inventaires des lignes endommagées indiquant les dates de mise en service, des données sommaires sur leur conception, les dates de mise hors-tension et les dates d'effondrement, le cas échéant.
- Des cartes du réseau montrant les lignes de transport et de répartition intactes et les lignes endommagées.
- Des photographies des lignes endommagées (prises au sol ou lors de survols aériens).
- La liste des lignes tombées sur des routes et des autoroutes, avec des précisions quant aux dates de ces effondrements.
- Des documents de conception, des dessins et des épures, des lexiques, des normes et des devis.
- Une présentation faite à la Commission sur les réseaux de la distribution.
- Les réponses (écrites et verbales) aux questions de la Commission<sup>6</sup>.

---

1. Ingénieure Ph.D., professeure à l'Université McGill.

2. Ingénieur Ph.D., professeur à l'Université de Sherbrooke.

3. Ingénieur Ph.D., rattaché au Groupe NCK.

4. Ingénieur M.Sc., spécialiste des lignes de transport.

5. Un comité d'experts formé par Hydro-Québec.

6. Hydro-Québec, mémoire présenté à la Commission scientifique et technique [verglas de janvier 98], 2<sup>e</sup> séance, 8 octobre 1998, 75 p.; Commission scientifique et technique [verglas de janvier 98], audiences de la Commission, tenues le 8 octobre 1998, à Montréal.

- La visite des sites d'effondrement sur la Rive-Sud et en Montérégie<sup>7</sup>.
- Des rapports complémentaires sur les aspects climatologiques et sur le diagnostic des dommages<sup>8</sup>.

### Bell Canada

- Une réunion avec des représentants de Bell Canada<sup>9</sup> concernant ses interventions pendant la tempête et les bris de poteaux en usage conjoint avec Hydro-Québec.

### Le comité des experts d'Hydro-Québec

- Le rapport du Comité Warren<sup>10</sup>.
- La présentation du Comité Warren et ses réponses aux questions de la Commission<sup>11</sup>.

### Les autres sources

- Un rapport d'observation et un recueil de photos sur les dommages subis par les structures du réseau d'Hydro-Québec<sup>12</sup>.
- Des photographies prises par les Forces Armées canadiennes<sup>13</sup>.
- La consultation d'experts hors Québec: M. A. Haldar, de Newfoundland and Labrador Hydro; M. Ostendorp, de l' *Electrical Power Research Institute (EPRI)*; K. Jones, du *US Army Cold Regions Research and Engineering Laboratory (USACRREL)*; A. Davenport, du *Boundary Layer Wind Tunnel (BLWT)* de l'Université de Western Ontario.
- Les résultats des travaux du «Groupe Climatologie»<sup>14</sup>.

---

7. Visite effectuée le 8 mai 1998.

8. TransÉnergie, *Effets et conséquences sur les lignes de transport de la tempête de verglas survenue du 5 au 9 janvier 1998*, Rapport détaillé, aspect climatique, novembre 1998, 31 p.; TransÉnergie, *Effets et conséquences sur les lignes de transport de la tempête de verglas survenue du 5 au 9 janvier 1998*, Rapport détaillé, diagnostic des dommages, novembre 1998, 75 p.; TransÉnergie, *Effets et conséquences sur les lignes de transport de la tempête de verglas survenue du 5 au 9 janvier 1998*, Rapport détaillé, Diagnostic des dommages, Annexes, novembre 1998.

9. Commission scientifique et technique [verglas de janvier 98], Séance de travail avec des représentants de Bell Canada, 1998.

10. Rapport du comité des experts, présidé par M. Roger Warren. Il s'agit d'un comité d'experts mandaté par le conseil d'administration d'Hydro-Québec. Son rapport a été publié en juillet 1998, sous le titre *Rapport sur la tempête de verglas de janvier 1998*.

11. Commission scientifique et technique [verglas de janvier 98], audiences de la Commission, tenues le 14 octobre 1998, à Montréal.

12. A. W. (art.) Hannah, *Report on visual observations of damages to Hydro-Quebec EHV transmission lines due to January 1998 ice storm*, juin 1998, 64 p.

13. Le 16 janvier 1998.

14. Le Groupe Climatologie, formé par la Commission pour étudier les aspects météorologiques et climatologiques de la tempête de verglas, était composé de MM. Claude Lelièvre, Ph. D., président d'Enviromet International inc. et Luc Chouinard, Ph. D., professeur à l'Université McGill, avec la collaboration de Mme Kathleen Jones, Ph. D., rattachée au *US Army Cold Regions Research and Engineering Laboratory (USACRREL)*. Les résultats des travaux effectués par la Commission dans ce domaine sont présentés dans le chap. «La météorologie et la climatologie», dans le présent volume, livre 1, chap. 1.

- Des rapports et des documents de source étrangère, notamment de la Commission électrotechnique internationale et d'Électricité de France.
- Des articles scientifiques obtenus à la suite d'une recherche bibliographique menée à l'Université McGill.
- Un rapport d'Ontario Hydro<sup>15</sup> relatif aux effets de la tempête de verglas sur ses réseaux aériens.
- Les interventions techniques de divers spécialistes lors des audiences publiques de la Commission.

---

### Remarques sur les informations obtenues d'Hydro-Québec

Les experts de la Commission ont réalisé les études et analyses dont les résultats sont présentés dans ce chapitre en ayant recours à de multiples sources d'informations, précédemment mentionnées, permettant ainsi de reconstituer un portrait global des événements survenus. Également, le recoupement des nombreuses informations obtenues par la Commission, tant auprès d'Hydro-Québec que des autres sources, a permis de valider les analyses et constats qui sont ici démontrés, et qui visent à permettre l'élaboration de recommandations utiles pour l'avenir.

Les experts de la Commission ont cependant déploré qu'Hydro-Québec n'ait jamais été en mesure de fournir une analyse technique détaillée des bris de lignes survenus en janvier 1998, analyse qui avait pourtant été demandée par la Commission dès le mois de mars. Le rapport du comité d'experts mandatés par le Conseil d'administration d'Hydro-Québec, qui a été remis à la Commission le 27 juillet 1998, ne contient aucune donnée ou calcul analytique, ni aucun résultat d'analyse technique effectuée par Hydro-Québec à ce sujet. Le rapport-synthèse d'Hydro-Québec portant sur le « diagnostic des dommages », transmis à la Commission le 5 novembre 1998, indique à la page 2-10 que, selon Hydro-Québec, « les informations qui auraient été requises pour une analyse des lignes effondrées n'étaient pas disponibles. Par conséquent, il a fallu recourir à des analyses théoriques et à des simulations afin de pouvoir conclure sur les causes probables d'effondrements ». Le rapport détaillé sur le diagnostic des dommages<sup>16</sup>, qui a finalement été acheminé à la Commission le 23 novembre, a permis de compléter certaines des informations demandées mais avec une limite importante, soit de ne présenter des analyses que pour certains cas identifiés comme étant « typiques ».

Le présent chapitre jette un éclairage indépendant sur l'ensemble des problématiques techniques soulevées par les nombreux effondrements survenus lors de la tempête de verglas de janvier dernier.

---

15. Ontario Hydro, *Ice storm '98, A report on the electricity supply impacts of the January 1998 ice storm in eastern Ontario*, 1<sup>er</sup> mai 1998, 147 p.

16. TransÉnergie, *Effets et conséquences sur les lignes de transport de la tempête de verglas survenue du 5 au 9 janvier 1998, Rapport détaillé, aspect climatique*, novembre 1998, 31 p.; TransÉnergie, *Effets et conséquences sur les lignes de transport de la tempête de verglas survenue du 5 au 9 janvier 1998. Rapport détaillé, diagnostic des dommages*, novembre 1998, 75 p.; TransÉnergie, *Effets et conséquences sur les lignes de transport de la tempête de verglas survenue du 5 au 9 janvier 1998, Rapport détaillé, Diagnostic des dommages, Annexes*, novembre 1998.

SECTION 1

1.1 Le réseau de transport d'Hydro-Québec

Le réseau de transport d'Hydro-Québec comporte deux axes principaux. L'axe nord-est achemine l'énergie produite par les centrales de Churchill Falls, au Labrador, par celles du Complexe Manic-Outardes et de Bersimis vers Montréal tandis que l'axe nord-nord-ouest sert à transporter l'énergie produite par les centrales du Complexe La Grande de la Baie James vers Montréal.

Figure 1  
Le réseau de transport d'Hydro-Québec



Source : Hydro-Québec.

L'axe nord-est est formé des lignes suivantes :

- Trois lignes<sup>17</sup> à 735 kV partent du poste de Churchill Falls, de la Churchill Falls Labrador Corporation (CFLCo), pour se rendre jusqu'aux postes Micoua (735/315 kV) et Manicouagan (735/315 kV) – Sauf pour un tronçon de 75 kilomètres au nord du poste Manicouagan, ces lignes sont situées dans un même couloir. (Période de mise en service : entre 1971 et 1975.)
- Cinq lignes à 735 kV partent du Complexe Manic-Outardes, trois longent la côte nord du Saint-Laurent dans un même couloir, pour se rendre au poste Manicouagan, et deux empruntent des couloirs indépendants, pour aboutir au poste Jacques Cartier (735/315 kV). (Période de mise en service : entre 1965 et 1975.)
- Deux lignes à 735 kV, situées dans un même couloir sur la rive sud du fleuve Saint-Laurent, partent du poste Lévis, l'une pour aboutir au poste Boucherville (735/315/230 kV) et l'autre au poste Hertel (735/315 kV), en passant par le poste Nicolet (735/230 kV). (Période de mise en service : entre 1965 et 1969, sauf pour le tronçon compris entre les postes Boucherville et Hertel, mis en service en 1982.)
- Deux lignes à 735 kV partent du poste Jacques Cartier, dans des couloirs distincts ; les deux aboutissent au poste de Duvernay (735/315/120 kV). (Période de mise en service : entre 1970 et 1975.)
- Trois lignes biternes à 315 kV partent des centrales Bersimis 1 et 2 pour se rendre, essentiellement dans un même couloir, jusqu'au poste Laurentides (735/315 kV). (Période de mise en service : entre 1956 et 1960.)
- Deux lignes biternes à 315 kV partant du poste Laurentides, parcourent des couloirs distincts jusqu'aux postes Duvernay et Bout-de-l'Île (315/120 kV). (Période de mise en service : entre 1956 et 1960.)
- Deux lignes biternes à 315 kV acheminent l'énergie des centrales Manic-5 et Manic-5-PA au poste Micoua. (Période de mise en service : 1968 et 1969.)

L'axe nord-nord-ouest, servant à transporter l'énergie produite par les centrales du Complexe La Grande, est formé de six lignes à 735 kV et d'une ligne à courant continu à 450 kV.

- Les deux premières lignes, partant du poste Radisson (735/315 kV), empruntent le même couloir et aboutissent au poste Chénier (735/315/230 kV). (Période de mise en service : 1979 et 1980.)
- La troisième ligne, partant également du poste Radisson, emprunte un couloir distinct des deux premières et aboutit au poste Duvernay. (Période de mise en service : 1982.)
- Les quatrième et cinquième lignes à 735 kV partent du poste Tilly (735/315 kV) et aboutissent, l'une au poste Jacques-Cartier (735/120 kV) et l'autre au poste Saguenay (735/120 kV), en empruntant le même couloir, jusqu'au poste Chamouchouane. (Période de mise en service : entre 1983 et 1985.)

---

17. Dans cette section du rapport, on décrit les lignes en identifiant la tension et les postes situés à chacune des extrémités de ligne sans considération des postes intermédiaires. Dans les autres sections du rapport, on traitera plutôt de circuits, lesquels correspondent au numéro des tronçons de ligne entre deux postes.

- La sixième ligne à 735 kV va du poste Chissibi (735 kV) au poste Jacques Cartier (735/120 kV). (Période de mise en service: 1994.)
- Une ligne à 735 kV relie aussi les postes Radisson, Lemoyne et Tilly; des lignes biternes à 315 kV acheminent l'électricité des centrales Brisay, Laforge 1 et 2 au poste Tilly de même que de la centrale LG-1 au poste Radisson. (Période de mise en service: entre 1981 et 1995, par sections.)
- Une ligne à courant continu à 450 kV relie les postes Radisson, Nicolet, et des Cantons au poste Sandy Pond, au Massachusetts. (Période de mise en service: 1991.)

Ces deux grands axes de transport d'électricité aboutissent aux postes Chénier, Duvernay, Boucherville, Hertel et Châteauguay reliés entre eux par une ligne à 735 kV, pour former une boucle autour de la région métropolitaine de Montréal. Une ligne à 765 kV relie le poste Châteauguay au poste Massena, dans l'État de New York.

La partie sud de l'Île de Montréal est alimentée par une ligne biterne à 315 kV et une ligne biterne à 120 kV situées de part et d'autre du pont Victoria pour relier les postes Hertel et Viger (315/120 kV). À l'ouest, une ligne biterne à 315 kV alimente le poste Aqueduc à partir du poste de La Prairie et une ligne biterne à 120 kV relie les postes Beauharnois et Baie d'Urfé. Au nord-ouest, le poste Saraguay (315/120 kV) est alimenté par deux lignes biternes à 315 kV en provenance du poste Chomedey (315/120 kV). Au nord, une ligne biterne à 315 kV relie le poste Boucherville au poste Bout-de-l'Île tandis qu'une autre en provenance du même poste rejoint celui de Notre-Dame. Enfin, une ligne à 315 kV relie le poste Duvernay et celui de Montréal-Est. Le réseau de répartition souterrain montréalais compte 8 km de lignes à 315 kV et plus de 100 km de lignes à 120 kV.

À l'extérieur de la région métropolitaine, des lignes de répartition émanent des postes principaux pour alimenter les différentes régions du Québec.

Dans plusieurs régions, on trouve des liens de raccordement relativement modernes constitués d'une ligne 315 kV biterne reliant un poste 735 kV au réseau local à 120 kV; c'est le cas en Abitibi, dans l'Outaouais, les Laurentides, Lanaudière et la Gaspésie. Dans d'autres régions, la répartition primaire se fait par des lignes à 230 kV, plus anciennes; c'est l'installation retrouvée en Mauricie, dans la région de Sorel, en Montérégie, en Estrie, dans les Bois-Francs, à Thetford, dans la Beauce et dans la région de Québec. Quant à la répartition à l'intérieur des régions, elle se fait généralement au moyen de lignes à 120 kV et à 44 ou 69 kV. On trouve toutefois, dans la région de la Côte-Nord, une ligne à 161 kV allant du poste Arnaud vers Hauterive, au sud, et vers Natashquan, au nord-est.

Dans son ensemble, peu avant la tempête de verglas de janvier 1998, le réseau d'Hydro-Québec comptait plus de 500 postes et près de 32 000 km de lignes.

Tableau 1

Les postes et les lignes des réseaux de transport et de répartition d'Hydro-Québec		
Tensions	Nombre de postes	Longueur de lignes (km)
735 et 765 kV	36	10 588
450 kV courant continu	4	1 896
315 kV	59	4 958
230 kV	42	3 057
161 kV	37	1 767
120 kV	218	6 494
49 et 69 kV	110	3 330
<b>Total</b>	<b>505</b>	<b>31 964</b>

Source: TransÉnergie, *Rapport d'activités 1997*, 2<sup>e</sup> trimestre, 1998.

Globalement, en incluant lignes et postes, TransÉnergie<sup>18</sup> évalue à 17 milliards de dollars la valeur de ses infrastructures de transport d'électricité.

## 1.2 Les lignes touchées par la tempête de verglas

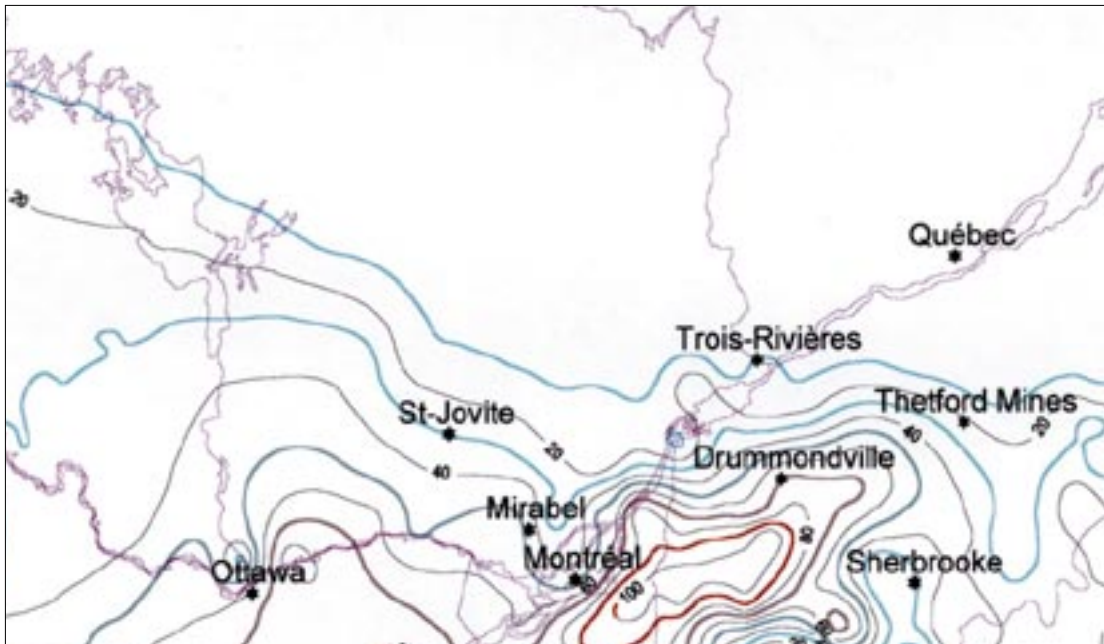
La zone touchée par la tempête de verglas s'étend de la frontière avec l'Ontario à l'Ouest à celle du Maine à l'Est, de la frontière sud du Québec jusqu'à une ligne reliant le réservoir de Baskatong et la municipalité de Saint-Martin en Beauce; cette zone est définie comme celle où il y a eu au moins 10 mm de verglas au sol.

---

18. TransÉnergie, *Rapport d'activités 1997*, 2<sup>e</sup> trimestre, 1998.



Figure 2  
La cartographie des précipitations verglaçantes<sup>19</sup>



À l'intérieur de cette zone, à l'exception de la région de Sherbrooke, toutes les régions ont été affectées.

Pour le réseau de transport d'Hydro-Québec, les lignes touchées sont les suivantes:

#### Les lignes à 735 ou 765 kV

- La section sud des trois premières lignes en provenance du complexe La Grande de la Baie James,
- La section sud des quatre lignes en provenance de Churchill Falls et du complexe Manic-Outardes.
- Une partie de la ligne formant la boucle entre les postes Lévis, Appalaches, des Cantons et Nicolet.
- La portion sud de la ligne reliant le poste Jacques-Cartier aux postes Carignan et Boucherville.
- La ligne formant la boucle autour de Montréal.
- La ligne à 765 kV d'interconnexion avec l'état de New York, depuis le poste Châteauguay.

---

19. Les quantités de pluies verglaçantes reçues entre le 4 et le 10 janvier 1998 sont indiquées en fonction de compilations effectuées par: Jennifer MILTON et Alain BOURQUE, *Compte rendu climatologique de la tempête de verglas de janvier 1998 au Québec*, Environnement Canada, Division des sciences atmosphériques et enjeux environnementaux, Région du Québec, septembre 1998, 87 p. Malgré les incertitudes qui existent sur certaines des données utilisées pour tracer cette carte, la Commission estime qu'elle représente l'évaluation la plus crédible des hauteurs de pluie verglaçante.

#### **La ligne à 450 kV c.c.**

- La partie sud de la ligne, de part et d'autre du poste des Cantons.

#### **Les lignes à 315 kV**

- La partie sud des deux lignes en provenance des centrales Bersimis.
- Les lignes reliant le poste Chénier aux postes Vignan, Lafontaine et Chomedey.
- Les lignes reliant le poste Duvernay aux postes Chomedey et Montréal-Est.
- La ligne reliant le poste Chomedey aux postes Saraguay et des Sources.
- La ligne reliant le poste Bout-de-l'Île au poste Boucherville.
- La ligne reliant le poste Boucherville aux postes du Tremblay, Notre-Dame, Langelier et Charland , et celle qui relie le poste Boucherville aux postes Brossard, Laprairie et Hertel.
- Les lignes reliant le poste Hertel aux postes Viger, Atwater, Roussillon et Aqueduc.
- La ligne reliant le poste Châteauguay aux postes de Léry et Langlois.

#### **Les lignes à 230 kV**

- Les lignes reliant le poste de Boucherville aux postes Rouville, Saint-Césaire Varennes, Carignan, Tracy, Sorel et Trois-Rivières.
- Les lignes reliant le poste Nicolet aux postes Hériot, Kingsey, Bécancour, Gentilly 2 et Trois-Rivières.
- Les lignes reliant le poste des Cantons aux postes Kingsey et Sherbrooke.
- Les lignes reliant le poste Appalaches aux postes Thetford et Beauceville.

#### **Les lignes de répartition à 120 kV, 69 kV et 44 kV**

- Un très grand nombre de lignes de répartition à 120, 69 et 44 kV, situées dans la zone affectée, ont aussi été touchées. Elles sont toutefois trop nombreuses pour être énumérées ici.

### **1.3 Les composantes des lignes touchées**

#### **Les lignes à 735 kV**

Les lignes à 735 kV en provenance du complexe Manic-Outardes sont les premières de ce type à avoir été conçues et mises en service dans le monde. Elles sont constituées de trois faisceaux de quatre conducteurs disposés en nappe horizontale, sauf aux angles de ligne supérieurs à 45°, où les phases sont disposées en triangle. Les pylônes sont tous du type rigide Mae West, sauf pour les pylônes d'angle de 60° et de 90°, avec fondations à pieds séparés. Les câbles de garde ont un diamètre de 11 mm (7/16 po.).

Les chaînes de suspension sont toutes doubles, en « V », et celles d'ancrage, quadruples. Les fondations sont du type à pieds séparés, à treillis ou du type massif de béton. Les deux premières lignes, conçues au début des années 60, sont armées du conducteur ACSR<sup>20</sup> Bersimis de 35 mm de diamètre et 154 kN<sup>21</sup> de résistance nominale à la traction, alors que les troisième et quatrième lignes supportent des conducteurs ACSR Carillon de 30,5 mm de diamètre et 118 kN de résistance nominale à la traction. Les distances entre les phases et la masse ont été considérablement réduites pour les troisième et quatrième lignes. Les hypothèses de charge adoptées pour la conception des lignes Manicouagan-Montréal ont été dérivées de celles prescrites à la norme C22.3 de la CSA<sup>22</sup>. La portée moyenne de conception est de l'ordre de 450 m. À l'origine les deux premières lignes entraînent au poste Boucherville. En 1982, la première de ces lignes a été prolongée jusqu'au poste Hertel de sorte que cette section de la ligne est conçue selon les critères adoptés après 1973.

Les trois premières lignes en provenance du complexe La Grande, la ligne de bouclage autour de Montréal ainsi que celle d'interconnexion à 765 kV vers Massena sont des lignes monoternes, comme toutes les lignes à 735 kV au Québec; elles ont été conçues selon les critères adoptés par Hydro-Québec après 1973, en considérant soit une épaisseur radiale limite de verglas de 45 mm, sans vent, soit un vent limite de 862 Pa<sup>23</sup>, ou soit 32 mm de verglas combiné à 239 Pa de vent. La portée moyenne de conception est de l'ordre de 450 m. Le conducteur utilisé est l'ACSR Bersfort, de 35,6 mm de diamètre et 180 kN de résistance ultime à la traction. Les conducteurs sont disposés en nappe horizontale, en faisceau de quatre par phase. Deux câbles de garde en acier galvanisé de 12,7 mm de diamètre et 113,6 kN de résistance ultime à la traction sont utilisés. Les supports d'alignement et d'angle léger sont des pylônes en V haubanés (GV) et les supports d'angle fort et d'arrêt sont du type mâts haubanés (GM), soit un mât par phase. Les haubans ont un diamètre de 27 mm pour le pylône d'alignement; ils sont ancrés au roc à l'aide de barres d'ancrage galvanisées. Les chaînes de suspension sont doubles, en I pour les phases extérieures et en V pour la phase centrale. Les chaînes d'ancrage sont quadruples. Des fondations à treillis en acier galvanisé, ou des fondations sur pieux transmettent les efforts des mâts au sol.

La portion sud de la ligne reliant le poste Jacques-Cartier et les postes de Carignan et Boucherville est également de conception récente, sur support de type rigide en treillis.

La ligne formant la boucle entre les postes Lévis, Appalaches, des Cantons et Nicolet, mise en service il y a relativement peu de temps, soit en 1994, a été conçue selon les nouveaux critères adoptés en 1993 et toujours en vigueur actuellement (norme SN-40.1). Les pylônes sont de type rigide en treillis, sauf pour une petite section d'environ cinq kilomètres construite sur supports tubulaires en acier.

---

20. Conducteur en aluminium-acier (Aluminum Conductor Steel-Reinforced).

21. Kilo Newton.

22. Canadian Standards Association (Association canadienne de normalisation).

23. Pression qui équivaut à 86,2 kg/m<sup>2</sup>; la relation entre la pression (en Pa) exercée par le vent et sa vitesse (en km/h) est la suivante:  $q_o = 0,0473V^2$ .

### **La ligne à 450 kV c.c.**

La ligne à 450 kV à courant continu est une ligne bipôle avec deux faisceaux de quatre conducteurs ACSR Bersfort par pôle, disposés de part et d'autre du fût des pylônes de type rigide classique (Famille normalisée MA). Les deux câbles de garde sont en acier galvanisé de 12,7 mm de diamètre (0,5 po.), classe 1500 (grade 220). Les chaînes de suspension sont doubles en V et celles d'ancrage sont quadruples. Les fondations sont de type à treillis ou sur pieux. La portée de conception dans la zone affectée par la tempête de verglas est de 400 m et les charges de conception sont soit 55 mm d'épaisseur radiale de verglas sans vent, soit 1 720 Pa de vent limite ou 35 mm de verglas combiné à un vent exerçant une pression de 690 Pa.

### **Les lignes à 315 kV**

Dans la zone affectée, toutes les lignes à 315 kV sont biternes, à armement en double drapeau. Les lignes récentes comptent deux conducteurs par phase, habituellement de l'ACSR Curlew de 31,6 mm de diamètre et 165 kN de résistance nominale à la traction, alors que les premières lignes supportaient un seul ACSR Bersimis. Les supports de type classique avec fondations à pieds séparés, à treillis ou de type massif de béton sont habituellement utilisés. Les premières lignes comptaient deux câbles de garde alors que les lignes plus récentes n'en ont qu'un seul.

### **Les lignes à 230 kV**

Tout comme les lignes à 315 kV, celles à 230 kV situées dans la zone affectée sont biternes, à armement en double drapeau, sauf pour une ligne monoterne sur portiques à treillis haubanés, entre les postes Boucherville et Varennes.

Toutes les lignes à 230 kV sur pylônes à treillis ont été conçues selon les anciens critères : Hydro-Québec n'a pas développé de familles normalisées de pylônes à 230 kV répondant aux critères adoptés après 1973, puisque la pratique courante consiste à utiliser des lignes à 315 kV. Les supports des lignes Laprairie-Viger, Viger-Atwater et Anjou-Notre-Dame sont de type monopode tubulaire.

### **Les lignes à 120 kV et 161kV**

Toutes les lignes biternes sont à armement en double drapeau avec supports de types classique ou monopode. Sur les supports normalisés, un ou deux conducteurs ACSR Curlew, ou Condor par phase, sont utilisés à 120 kV et un conducteur ACSR Bersfort à 161 kV. Les fondations des pylônes monopodes sont constituées d'un socle en béton sur pieu-caisson tandis que les fondations des pylônes classiques sont à treillis ou sur pieux. Les supports de la ligne biterne Sorel-Tracy sont de type monopode.

Les lignes monoternes sont presque exclusivement des lignes sur portiques en bois. Les familles normalisées de portiques BI (120 kV) et CI (161 kV) sont conçues pour supporter un conducteur ACSR Condor par phase. La portée moyenne de conception est de 180 m.

### SECTION 2

#### 2.1 Les principaux dommages causés par la tempête de verglas

##### 2.1.1 La méthodologie d'inventaire des dommages

###### Les données d'Hydro-Québec

Afin d'évaluer l'étendue des dommages causés aux équipements de lignes et de postes, le Groupe Structures a entrepris ses travaux au début de mars 1998, par des demandes d'information auprès d'Hydro-Québec.

- Une première catégorie d'informations portait sur l'ensemble des équipements endommagés et non endommagés dans la zone touchée par le verglas.
- Une deuxième catégorie, plus détaillée, portait spécifiquement sur les équipements endommagés.

À la mi-mars 1998, après une première requête de la Commission<sup>24</sup>, une rencontre de travail a eu lieu à Hydro-Québec, afin d'amorcer le travail et de préciser la teneur des informations attendues. À cette occasion, TransÉnergie a indiqué que les équipements de poste de répartition et de transport n'avaient subi aucun dommage, ce qui a amené le Groupe Structures à concentrer ses travaux sur les équipements de lignes. Ensuite, à la fin de mars, la Commission recevait une série de documents<sup>25</sup> qui ont constitué sa source principale d'informations pour l'analyse des dommages.

Dans ces documents, la Commission a relevé certaines inconsistances, notamment entre les tableaux fournis<sup>26</sup> et la carte des dommages<sup>27</sup>: cette dualité a amené la Commission à accorder priorité aux informations consignées dans les tableaux.

---

24. Dans une lettre envoyée en date du 2 mars 1998.

25. Hydro-Québec, *Dommages occasionnés suite au verglas du 5 au 9 janvier 1998*, mars 1998; Jean LAFLAMME et Gilles PERIARD, *Évolution de la tempête de verglas du 5 au 9 janvier 1998*, Hydro-Québec, mars 1998, 13 p.; Jean LAFLAMME et Gilles PERIARD, *Épaisseur radiale maximale du verglas en millimètre sur un conducteur le 9 janvier 1998 à 18h00*, Hydro-Québec, 1998; Hydro-Québec, *Inventaire des lignes endommagées, territoire ouest*, 23 mars 1998, 5 p.; Hydro-Québec, *Inventaire des lignes endommagées, territoire sud*, 1998, 7 p.; Hydro-Québec, *Inventaire des lignes non endommagées, territoire ouest*, 23 mars 1998, 7 p.; Hydro-Québec, *Inventaire des lignes non endommagées, territoire sud*, 1998, 6 p.; Hydro-Québec, *Photos obliques de la ligne Boucherville-Saint-Césaire*, 1998; Hydro-Québec, *Photos détails (modèle) de la ligne 735 KV entre Boucherville et Nicolet*, 1998.

26. Hydro-Québec, *Inventaire des lignes endommagées, territoire ouest*, 23 mars 1998, 5 p.; Hydro-Québec, *Inventaire des lignes endommagées, territoire sud*, 1998, 7 p.; Hydro-Québec, *Inventaire des lignes non endommagées, territoire ouest*, 23 mars 1998, 7 p.; Hydro-Québec, *Inventaire des lignes non endommagées, territoire sud*, 1998, 6 p.

27. Hydro-Québec, *Dommages occasionnés suite au verglas du 5 au 9 janvier 1998*, révisé le 03 avril 1998.

Après étude des documents reçus à la fin mars, le Groupe Structures a transmis à Hydro-Québec une requête pour obtenir des informations plus détaillées sur certaines sections de lignes endommagées. Cette demande a permis de recevoir des documents<sup>28</sup> donnant des détails supplémentaires sur les dommages survenus sur les lignes à 735 kV (circuits 7006, 7034, 7036 et 7038).

Un rapport<sup>29</sup> préparé par TransÉnergie à l'intention du *Northeast Power Coordinating Council*<sup>30</sup> (NPCC) a aussi été fourni à la Commission, vers la mi-mai. Il contient un autre tableau sommaire des dommages subis par les lignes de 120 kV et plus, lequel corrobore et complète certaines informations tirées des tableaux des documents précédemment fournis<sup>31</sup>.

### **La tournée des sites de lignes endommagées en Montérégie**

À leur demande, les divers spécialistes chargés des dossiers techniques à la Commission ont pu examiner les lignes de transport endommagées en Montérégie, lors d'une tournée organisée par Hydro-Québec au début de mai. Cette visite a permis de constater, sur le terrain, l'ampleur des dommages subis sur le réseau ainsi que la nature des travaux de reconstruction d'urgence effectués. Certains équipements endommagés ont aussi pu être examinés et photographiés.

Afin de compléter les informations relatives aux dommages sur le terrain, la Commission a mandaté un spécialiste, M. A. W. Hannah<sup>32</sup>, pour préparer un rapport des observations effectuées quelques jours après la tempête sur les sites des lignes endommagées<sup>33</sup>.

### **Les échanges entre Hydro-Québec et la Commission**

La Commission a posé une série de questions techniques à Hydro-Québec.

Parmi celles-ci, une quinzaine portaient spécifiquement sur les aspects structuraux des lignes. Le Groupe Structures a procédé à une analyse détaillée des réponses fournies par Hydro-Québec<sup>34</sup> et il a formulé des commentaires qui ont servi à préparer les audiences publiques de la Commission<sup>35</sup>.

- 
28. TransÉnergie, *Analyse de lignes endommagées, lignes à 735 KV Châteauguay/Hertel*, mai 1998, 20 p.; TransÉnergie, *Modes de ruptures des lignes de transport*, 1998; TransÉnergie, *Analyse de lignes endommagées.- Lignes à 735 KV le long de l'autoroute 30 entre Boucherville et Laprairie*, 1998; TransÉnergie, *Analyse de lignes endommagées.- Lignes à 735 KV le long de l'autoroute 20 entre Drummondville et Boucherville*, 1998.
  29. TransÉnergie, *Rapport sur la tempête de verglas pour le Northeast Power Coordinating Council (NPCC)*, direction Contrôle des mouvements d'énergie, 20 février 1998, 21 p.
  30. Le NPCC est un regroupement des principales sociétés d'électricité du Nord-Est de l'Amérique du Nord.
  31. Le Groupe Structures déplore toutefois que les informations fournies par Hydro-Québec n'aient pas été aussi complètes et détaillées qu'il l'aurait souhaité.
  32. Ingénieur, Consultant en transport d'énergie.
  33. A. W. (Art.) Hannah, *Report on visual observations of damages to Hydro-Quebec EHV transmission lines due to January 1998 ice storm*, juin 1998, 64 p.
  34. Ces réponses, déposées le 28 septembre 1998, apportaient des précisions et des informations supplémentaires sur les bris qui n'avaient pas été communiquées à la Commission auparavant: Hydro-Québec, mémoire présenté à la Commission, 2<sup>e</sup> séance, 8 octobre 1998, 75 p.
  35. Commission scientifique et technique [verglas de janvier 98], compte rendu des audiences publiques du 8 octobre 1998 (intervention d'Hydro-Québec).

Lors de ces audiences, les présentations d'Hydro-Québec n'ont pas révélé d'éléments nouveaux mais elles ont été l'occasion pour cette dernière de s'engager à fournir, à la Commission, ses rapports sur le diagnostic des dommages structuraux et l'analyse des conditions climatiques qui ont prévalu lors de la tempête de verglas.

Des échanges avec Hydro-Québec, il en est principalement ressorti des divergences de vues avec la Commission quant aux accumulations radiales équivalentes de glace, notamment en ce qui concerne les valeurs rapportées par Hydro-Québec sur sa carte isométrique, valeurs non corroborées des observations faites sur les câbles.

D'autres divergences d'interprétation sont ressorties sur l'endommagement de certaines lignes (câbles au sol, pylônes endommagés, bris de pièces de quincaillerie ou isolateurs) : Hydro-Québec soutenant que les dates de bris indiquées dans les tableaux qu'elle avait fournis représentaient des dates de mise hors tension des lignes et non des interruptions de courant causées par des bris mécaniques. Or, l'étude systématique des « dates de bris »<sup>36</sup> et des dates de « mise hors tension » indiquées par Hydro-Québec dans son rapport au NPCC a montré que, dans plusieurs cas, les dates de « mise hors tension » sont paradoxalement postérieures aux « dates de bris », contraste qui infirme, au moins en partie, la déclaration d'Hydro-Québec.

### **Le diagnostic de TransÉnergie**

À la fin de novembre 1998, TransÉnergie<sup>37</sup> déposait son rapport final à la Commission.

Le Groupe Structures y a relevé certaines différences quant aux données de base (dates de bris, circuits touchés, nombre de supports endommagés, observations de galop, etc.).

Néanmoins, les informations contenues dans ce rapport et celles précédemment compilées ont permis au Groupe Structures de préparer une analyse des effets de la tempête de verglas sur les structures du réseau d'Hydro-Québec.

---

36. Hydro-Québec, *Inventaire des lignes endommagées, territoire ouest*, 23 mars 1998, 5 p.; Hydro-Québec, *Inventaire des lignes endommagées, territoire sud*, 1998, 7 p.; Hydro-Québec, *Inventaire des lignes non endommagées, territoire ouest*, 23 mars 1998, 7 p.; Hydro-Québec, *Inventaire des lignes non endommagées, territoire sud*, 1998, 6 p.

37. TransÉnergie, *Effets et conséquences sur les lignes de transport de la tempête de verglas survenue du 5 au 9 janvier 1998*, Rapport détaillé, aspect climatique, novembre 1998, 31 p.; TransÉnergie, *Effets et conséquences sur les lignes de transport de la tempête de verglas survenue du 5 au 9 janvier 1998*, Rapport détaillé, diagnostic des dommages, novembre 1998, 75 p.; TransÉnergie, *Effets et conséquences sur les lignes de transport de la tempête de verglas survenue du 5 au 9 janvier 1998*, Rapport détaillé, Diagnostic des dommages, Annexes, novembre 1998.

## 2.1.2 La dégradation des structures, des câbles et des accessoires

### Les pylônes en acier

Tous niveaux de tension confondus, plus de 600 pylônes se sont effondrés et une centaine d'autres ont été au moins partiellement endommagés.

Les principales catégories de dommages répertoriés portent sur :

- les pylônes effondrés, jugés « perte totale »;
- les pylônes partiellement endommagés, le plus souvent au niveau des chevalets de câble de garde;
- les portées où au moins une phase de conducteurs est tombée au sol, mais où les pylônes sont restés intacts<sup>38</sup>;
- les portées où le câble de garde est tombé au sol – dans plusieurs cas ce sont deux câbles plutôt qu'un seul qui sont tombés – mais où les pylônes sont restés intacts<sup>39</sup>;
- les bris d'accessoires d'attache.

Peu d'événements sont relevés dans cette dernière catégorie, probablement parce qu'Hydro-Québec n'a pas fait beaucoup d'efforts concernant la collecte de données à la suite des bris. De plus, la localisation et la quantification des dommages aux conducteurs et câbles de garde restent difficiles à préciser, bien que certaines portées soient spécifiquement identifiées dans le rapport final de TransÉnergie.

Tableau 2

Le nombre de pylônes effondrés ou partiellement endommagés		
Niveau de tension (kV)	Nombre de pylônes effondrés	Nombre de pylônes endommagés
735	129	22
315	53	34
230	234	30
120	194	> 22
Interconnexions	7	–
<b>Total</b>	<b>617</b>	<b>&gt; 108</b>

### Les lignes à 735 kV

Le réseau de transport à 735 kV a connu plusieurs cas d'effondrements majeurs de supports en cascade.

38. Pour ce type de dommages, la cause de la chute des conducteurs n'est généralement pas identifiable; il peut s'agir d'un bris d'accessoires d'attache en suspension (isolateur ou autre composant), du glissement du câble dans la pince, ou du bris des interfaces d'attache au pylône.

39. Comme pour les bris de phases, la cause de la chute des câbles de garde n'est généralement pas identifiable; il peut s'agir d'un bris d'accessoires d'attache ou du glissement du câble hors de la poulie d'attache.



Tableau 3

Sommaire des dommages sur les lignes à 735 kV									
Circuits n <sup>os</sup>	Poste A	Poste B	Mise en service	Date du bris	Pylônes effondrés	Pylônes endommagés	Conducteurs endommagés	Câbles de garde endommagés	Accessoires d'attache brisés
7006	Boucherville	Hertel	1981	8 janvier		P508 R-0 (FAA) P513 à 60 degrés. Console câble de garde			
7006	Boucherville	Nicolet	1969	8 janvier	80 (36 %) P393 à P474 Type rigide SAE		Signalé mais non localisé ni quantifié. 4-Bersimis.	Signalé mais non localisé ni quantifié. 2 – 7/16 po. $\phi$	Chaines d'isolateurs en ancrage P408, P439 et P460
7009	Boucherville	Duvernay	1969/71	8 janvier en soirée	9 (14 %): P9 à P17 SAE (1968)	20 (31 %)	3 portées. 4-Carillon. Rupture le 8 janv. – Phase tombée sur 1161/1163.	Rupture. 7/16 po. $\phi$	
7014	Boucherville	Carignan		9 janvier			Bersfort conducteurs tournés	3 portées 1/2 po.	Isolateurs, entretoises sur 16 portées
7034	Nicolet	Boucherville	1969	6 janvier Confirmé à 12h22	10 (5 %): P310 à P320 Type rigide Canadian Bridge 1963		Signalé mais non localisé ni quantifié. 4-Bersimis.	20% des portées entre P417 et P463 et P483 et P493 1 – 7/16 po. $\phi$ et 1-CGFO 22,9 mm $\phi$	Rupture d'un étrier au pylône d'ancrage P309
7036	Boucherville	Hertel	1978	8 janvier	13 (20 %): P8-P18A Type rigide SAE 1968 (modèle 200 po. – 45 pi.). Obstruction des autoroutes 20 et 30.		4 portées phase centrale P35 à P39. 4-Carillon. Bris de conducteurs phase centrale au P7.		Bris de chaîne d'ancrage au P7 (33 degrés Phase gauche)
7038	Châteauguay	Hertel	1978	9 janvier	17 (13%) entre P52 et P73. Type haubané en V en suspension et mâts haubanés en ancrage. SAE 1973/74				
7040	Châteauguay	PASNY	1977	8 janvier	Dommages côté PASNY			1 câble de garde	
7042	Chénier	Châteauguay	1979	9 janvier			1 portée phase gauche P80 à P84 phase basculée P132 à P191. 4-Bersfort	18 portées. P130 à P148. (rail CN) 2 portées dans le fleuve P191 à P192.	Glissement du câble de garde dans la pince sur 12 portées P78 à P90 2 – 1/2 po. $\phi$
7044	Chénier	La Vérendrye	1980					10 portées. Sectionnement du câble sur 5 portées pour dégagement électrique. 2–1/2 po. $\phi$	
7046	Chénier	Duvernay				Conducteurs au P19 et P104			
7047	Chénier	Grand-Brûlé	1979				Galop. 4-Bersfort. Arcs de contournement avec câble de garde	6 portées	Isolateurs
7095	Appalaches	Des Cantons		12 janvier			Dommages entre P219 et P220	5 portées. P212 à P217. Bris de câble de garde	
7096	Nicolet	Des Cantons		12 janvier			Câbles au sol le 10 janv.	2 Coupés entre P132 et P136. Bris de câble de garde	
7099	Boucherville	IREQ	1972	8 janvier				4 portées. P1 à P4. Type de câble $\phi$ non spécifié.	

En révisant les interprétations d'Hydro-Québec, la Commission est arrivée à un certain nombre de conclusions sur les principaux effondrements de pylônes répertoriés et les séquences des événements qui se sont produits sur les circuits touchés.

- **Circuit 7034 Boucherville – Nicolet**

Le premier effondrement important s'est produit sur ce circuit, le 6 janvier 1998 à 12 h 22, touchant un canton complet de 10 pylônes d'alignement de type rigide première génération de pylônes 735 kV «Mae West», conception de Canadian Bridge 1963. Ces derniers enjambaient la rivière Saint-François à Drummondville; il s'agit d'un tronçon de ligne construit en 1965, conformément aux critères utilisés avant 1973.

Dans son rapport<sup>40</sup>, Hydro-Québec attribue cette cascade à la rupture d'un étrier (boulon en U) attachant une des chaînes d'ancrage au pylône n° 309. Aucun détail sur le mode de rupture de l'étrier n'est donné (aucune photo), indice qui aurait été révélateur sur la cause probable du bris. Dans ce rapport, Hydro-Québec soutient que les accumulations radiales de glace sur les câbles étaient équivalentes à 20 mm sur les conducteurs et 25 mm sur les câbles de garde; elles étaient combinées à des vents de l'ordre de 10 km/h (3 m/s). On ne fait pas état de l'observation de galop<sup>41</sup> ou autres fortes oscillations sous le vent<sup>42</sup>, mais on constate que le canton endommagé fait un angle important avec le reste de la ligne, situation qui a nécessairement influencé sa réaction au vent. La ligne parallèle n° 7006 n'a subi aucun dommage important. Bien que celle-ci soit supportée par des pylônes de type rigide «Mae West» de deuxième génération (première conception 735 kV SAE), les critères de conception utilisés étaient les mêmes que pour la ligne n° 7034. On note également qu'un câble de garde à fibres optiques (CGFO) avait été installé récemment sur la ligne n° 7034: cet ajout laisse supposer qu'une inspection des pylônes avait été effectuée à cette occasion.

Les spécialistes de la Commission estiment qu'il s'agit là d'un effondrement prématuré. L'encadré qui suit explique le sens que l'on donne au terme «prématuré».

---

40. TransÉnergie, *Analyse de lignes endommagées, Lignes à 735 KV le long de l'autoroute 20 entre Drummondville et Boucherville*, 1998.

41. Selon les spécialistes de la Commission, les vents étaient faibles.

42. De telles observations sont toutefois contenues dans le rapport final de TransÉnergie: TransÉnergie, *Effets et conséquences sur les lignes de transport de la tempête de verglas survenue du 5 au 9 janvier 1998*, Rapport détaillé, aspect climatique, novembre 1998, 31 p.; TransÉnergie, *Effets et conséquences sur les lignes de transport de la tempête de verglas survenue du 5 au 9 janvier 1998*, Rapport détaillé, diagnostic des dommages, novembre 1998, 75 p.; TransÉnergie, *Effets et conséquences sur les lignes de transport de la tempête de verglas survenue du 5 au 9 janvier 1998*, Rapport détaillé, Diagnostic des dommages, Annexes, novembre 1998.

---

### Ce que la Commission entend par « prématuré »

Le qualificatif de « prématuré » est utilisé, dans ce chapitre du rapport de la Commission, pour décrire le moment du bris d'une ligne en regard du contexte macro-climatique qui prévalait et, en toute probabilité, régissait les charges de sollicitation des conducteurs, pylônes, portiques ou poteaux, et des pièces de quincaillerie lors de l'effondrement. Pour ce terme les experts de la Commission, observateurs qui se veulent informés des pratiques en vigueur, jaugent ce niveau de chargement en relation avec les normes de conception adoptées par Hydro-Québec pour la réalisation de la partie de l'ouvrage endommagée.

La Commission n'en conclut pas pour autant qu'il faille déduire que la conception de l'ouvrage n'ait pas respecté le cadre normatif en vigueur. Les effondrements observés pourraient aussi avoir été amorcés par des conditions micro-climatiques particulièrement sévères, bien qu'aucun rapport en ce sens n'ait été avancé. En outre, de telles circonstances sont fort improbables. Comme le reflète le texte de ce chapitre du rapport, la Commission considère plutôt que le déclenchement des ruptures réside dans diverses caractéristiques des ouvrages telles que la faiblesse d'accessoires d'attache, ou par des effets de sollicitation mal appréhendés par les normes de conception. On trouvera plus loin, à la section 2.1.6, les aspects relatifs à l'effet du vent.

---

- **Circuit 7036 Boucherville – Hertel**

Vers 10h00 le 8 janvier, s'effondre une série de 13 pylônes (12 en suspension et un en ancrage à angle de 31 degrés) construits en 1972 et conçus par SAE en 1968 (modèle 200"- 45'). Ces sections de ligne longent l'autoroute 30 à l'est de la route 116.

Dans son rapport<sup>43</sup>, Hydro-Québec soutient que la cascade s'est amorcée au pylône n° 7 (angle de 33 degrés), par le bris de la chaîne d'ancrage de la phase gauche ainsi que le bris de conducteurs de la phase centrale (conducteur Carillon). Les efforts longitudinaux et « torsionnels » n'ont pu être atténués par le pylône n° 15 en ancrage à 31 degrés qui s'est également effondré.

Dans presque tous les cas, sauf pour le pylône n° 14 complètement détruit, des photographies indiquent des dommages au corset. Selon Hydro-Québec<sup>44</sup>, la capacité réelle de ce type de supports et de conducteur serait légèrement inférieure à 40 mm de glace radiale sans vent : les accumulations radiales sur les conducteurs au moment du bris auraient été de 30 à 35 mm.

Les équipements n'étaient donc probablement pas sollicités à leur limite de résistance verticale<sup>45</sup> et la Commission estime cet effondrement prématuré.

---

43. TransÉnergie, *Analyse de lignes endommagées, Lignes 735 KV le long de l'autoroute 30 entre Boucherville et Laprairie*, 1998.

44. Elias GHANNOUM, *Assessment of the reliability of Churchill – Manic 735 KV transmission lines*, juillet 1986, 28 p.

45. TransÉnergie n'a pas fait d'analyse détaillée de ces dommages dans son rapport de novembre 1998.

- **Circuit 7038 Châteauguay – Hertel**

Le 9 janvier, s'effondre une série de 16 pylônes d'alignement haubanés de type GV-0-L et un pylône d'angle de type mât haubané GM-60 utilisé à 10 degrés. Il s'agit d'un tronçon de ligne construit en 1978 et dont les supports ont été conçus après 1973, pour une charge limite de 45 mm de glace radiale sans vent, sans pylône anti-chute en cascade.

Hydro-Québec<sup>46</sup> soutient que le pylône n° 65 a été le premier à céder sous la charge verticale, avec une accumulation de glace radiale estimée entre 40 et 43 mm (le 9 janvier).

De telles accumulations de glace correspondent à des charges verticales de 84 % à 93 % des charges de conception, c'est-à-dire par rapport à une épaisseur de glace radiale équivalente de 45 mm. Ces charges doivent être combinées à un facteur d'utilisation réel de 0,80 (portée-poids réelle de 1 435 pi / portée-poids maximum de conception de 1 800 pi). Le pylône n° 65 aurait alors été soumis à une charge de glace de l'ordre de 70 % à 75 % de sa charge de conception. Cette situation est peu vraisemblable puisque plusieurs autres pylônes de ce même tronçon de ligne, soumis à des conditions climatiques similaires, ont des facteurs d'utilisation plus élevés.

Une observation importante dans ce cas démontre que les trois mâts haubanés du pylône d'angle n° 60 de type GM-60, utilisés à un angle de ligne de 10 degrés, se sont effondrés complètement. Dans ce contexte, le scénario de défaillance le plus plausible est que le bris a débuté au pylône n° 60, possiblement par un bris de phase dans la portée adjacente vers le poste Hertel. Ce bris de phase a pu être causé par un court circuit entre le conducteur et le câble de garde. Ainsi, les dommages auraient été confinés à un seul pylône voisin (n° 59 – bout de console arraché sous l'impact) du côté du poste Châteauguay où les phases étaient intactes, mais ils se seraient propagés en cascade du côté du poste Hertel jusqu'au prochain pylône en ancrage, soit au n° 74, un pylône de type GM-60 utilisé à 50 degrés. De ce scénario de défaillance, il ressort que même si le pylône d'angle de type GM n'a pas la résistance longitudinale nécessaire pour résister à un bris de phase avec une épaisseur de glace de 40 à 43 mm, il pourrait servir de support anti-chute en cascade si l'avarie débutait dans une portée qui ne lui est pas adjacente. Une cascade a été confinée entre les supports n°s 51 et 57, vraisemblablement occasionnée par un bris de chaîne d'isolateurs entraînant la chute de la phase centrale du pylône en suspension n° 55. La chute d'une phase, tout spécialement la phase centrale, entraîne des déséquilibres moins sévères qu'une rupture de phase. La défaillance des chevalets du câble de garde du pylône de type GM-60 adjacent (n° 56, utilisé à 9 degrés) confirme que ce pylône ne pouvait arrêter complètement des dommages adjacents.

La Commission estime que cet effondrement<sup>47</sup> était prématuré.

- **Circuit 7006 Nicolet – Hertel (section Nicolet-Boucherville)**

Le 9 janvier vers 14 h 30, des effondrements en cascade ont commencé (en fait une série d'au moins cinq cascades), impliquant 80 pylônes, entre le pylône d'angle n° 393, près de Saint-Hyacinthe, et celui d'angle n° 475, à l'est du poste Boucherville.

---

46. TransÉnergie, *Analyse de lignes endommagées, Lignes à 735 KV Châteauguay/Hertel*, mai 1998, 20 p.

47. TransÉnergie n'en a pas fait l'analyse détaillée, dans son rapport de novembre 1998.

Les premiers dommages avaient mené à la mise hors tension de la ligne le 8 janvier à 10h02. Les effondrements de pylônes seraient donc survenus plus tard, le lendemain, sous une charge de glace correspondant, selon Hydro-Québec<sup>48</sup>, à un peu moins de 40 mm d'épaisseur radiale. En fait, seuls les pylônes n<sup>os</sup> 451 (alignement) et 452 (5 degrés en suspension) ont survécu. Cette ligne a été mise en service en 1969: elle est donc conçue selon les anciens critères, sans pylône anti-chute en cascade. Ses pylônes sont du type rigide, de conception SAE (G670-60111-836 et -904 et G671-60111-028, -055, -136, -180 et -279), avec portée-poids maximale de 3 000 pi. et portée-vent maximale de 1 500 pi. Leur résistance verticale devrait ainsi être semblable à celle des pylônes SAE 1968 (Conception 200" 45')<sup>49</sup>.

Selon Hydro-Québec<sup>50</sup>, le déclenchement de ces cascades est attribuable à de nombreux bris de conducteurs, de câbles de garde et d'accessoires d'attache des câbles. Ses relevés font état de bris confirmés de chaînes d'ancrage aux pylônes n<sup>os</sup> 408, 439 et 460.

Pour sa part, sur la base de son analyse de ces effondrements, le Groupe Structures suggère les cinq séquences suivantes:

1. Bris de 14 pylônes en suspension (alignement et angle léger) entre les supports n<sup>os</sup> 394 et 407, débutant au support n<sup>o</sup> 408 (angle 22 degrés) par un bris de chaîne d'ancrage. Le pylône n<sup>o</sup> 408 est également détruit.
2. Bris de 28 pylônes de suspension (alignement et angle léger), de 2 pylônes de transposition et d'un pylône d'angle à 13 degrés en ancrage entre les supports n<sup>os</sup> 408 et 439, lui-même un pylône d'angle à 10 degrés en ancrage. Comme le pylône 439 est également détruit, il est difficile d'établir à quelle extrémité la rupture a débuté. Une propagation de l'effet en cascade, en provenance du pylône n<sup>o</sup> 408, est plausible.
3. Bris de 10 pylônes de suspension (alignement et angle léger) et d'un pylône d'angle à 14 degrés en ancrage, entre les supports n<sup>os</sup> 439 et 451. Le pylône 451 étant en suspension, la cascade s'est propagée à partir du pylône n<sup>o</sup> 439.
4. Bris de 7 pylônes de suspension (alignement et angle léger) entre les supports n<sup>os</sup> 452 et 460, occasionné par un bris de chaîne d'ancrage des conducteurs (phase droite côté Boucherville) au pylône n<sup>o</sup> 460 faisant un angle de 11 degrés en ancrage. Le pylône n<sup>o</sup> 460 s'est aussi effondré.
5. Bris de 14 pylônes de suspension (alignement et angle léger) entre les supports n<sup>os</sup> 460 et 475. Avec un angle de 25 degrés en ancrage, le pylône n<sup>o</sup> 475 a résisté, ce qui suggère que la cascade provenait du pylône n<sup>o</sup> 460.

Il ressort que:

- la plupart des pylônes ont cédé sous des charges de déséquilibre longitudinal et « torsionnel » et non sous des charges verticales excessives;
- les pylônes d'angle en ancrage intermédiaires ne possédaient pas de marge de résistance suffisante pour arrêter les cascades;
- certaines chaînes d'isolateurs ont cédé à des charges inférieures (mais probablement assez proches) à leur résistance ultime de conception, laquelle excède normalement les niveaux de charges maximales sollicitant pylônes et conducteurs.

---

48. TransÉnergie, *op. cit.*, note 40.

49. Elias GHANNOUM, *op. cit.*, note 44.

50. TransÉnergie, *op. cit.*, note 40.

Par ailleurs, sur le tronçon Boucherville – Hertel du circuit 7006, supporté par des pylônes rigides modernes (Famille normalisée FA conçue par SAE en 1978) conçus selon les critères de conception actuels, on constate que seuls deux pylônes ont subi des dommages partiels : un pylône d'alignement R-0 (n° 508) et un pylône d'angle RA-60 (n° 513) utilisé à 57 degrés. Hydro-Québec<sup>51</sup> n'y fait aucunement état de bris d'accessoires d'attache ou de bris de câble. Toutefois, les données de répartition indiquent des portées fortement déséquilibrées de part et d'autre du pylône n° 508 : 837 pi vers le pylône n° 507 et 1 436 pi vers le pylône n° 509, pour une différence de portée de près de 600 pi. Sans données de conception précises pour cette famille de pylônes, il est difficile de juger si cette différence est excessive ou non. Par contre, il semble qu'un tel déséquilibre de portées aux charges limites (45 mm radial de verglas sur tous les câbles) soit suffisant pour créer des charges longitudinales statiques qui s'approchent de la résistance ultime du pylône. Il s'agirait d'un effondrement sous charges de déséquilibre statiques ayant peu de conséquences sur les supports adjacents, y provoquant seulement des oscillations de câbles de basse fréquence. Quant au pylône d'angle n° 513, les photographies indiquent un bris très localisé de la console du câble de garde, sans conséquences graves. L'analyse des dommages indique que ce tronçon de lignes n'a pas été soumis à des charges déséquilibrées aussi importantes que celles causées par des bris de câbles ou de chaînes d'isolateurs en ancrage, lesquelles sont à la source des nombreux bris en cascades observés sur d'autres types de pylônes. On ne peut donc en conclure que la résistance longitudinale de cette famille de pylônes est adéquate pour contrer toutes les avaries aux charges limites prévues par la norme de conception.

### Les lignes à 315 kV

Les informations d'abord fournies par Hydro-Québec sur les dommages de ces lignes diffèrent notablement de celles du rapport final de TransÉnergie. Ainsi, les bris importants associés aux circuits n°s 3086/82 (6 pylônes) et n°s 3091/92 (15 pylônes) avaient été initialement datés du 6 janvier 1998, avec confirmation de câbles au sol sur le rang Sainte-Anne, à cette date, pour le circuit 3091/3092. Compte tenu de nouvelles dates de bris (9 janvier) pour ces deux lignes, on constate que les seuls dommages importants aux pylônes à survenir avant le 9 janvier sont ceux du circuit 3058/59 (13 pylônes).

Aucun détail précis n'est disponible sur la nature de ces dommages. Le rapport final de TransÉnergie mentionne des bris de chaînes d'isolateurs, sans toutefois faire une analyse détaillée de ceux-ci. Le circuit 3044/3045 a aussi subi des dommages importants (9 janvier, 21 pylônes, rive sud le long du fleuve près du poste Roussillon) que TransÉnergie a également omis d'étudier en détail dans son rapport final.

Le bris du pylône P33 du circuit 3052/3053 a été confirmé le 8 janvier 1998 à 14 h 22. Une chute de câbles est rapportée sur le chemin Lalande, à Saint-Hermas. Le Groupe Structures ne disposait cependant pas des informations nécessaires pour l'analyse des dommages. TransÉnergie invoque des charges combinées de glace et vent excessives dans son rapport final.

Maints bris de câbles de garde ont entraîné des effondrements partiels des chevalets (n° 3098) et plusieurs portées sont tombées dans le fleuve (n°s 3019, 3057 et 3098). Les problèmes associés aux câbles de garde se sont tous manifestés à des niveaux d'accumulation de verglas relativement proches des limites de conception. Le type de câble le plus communément endommagé est d'un diamètre de 11,1 mm (7/16 po.).

---

51. *Ibid.*

Tableau 4

Sommaire des dommages sur les lignes à 315 kV									
Circuits n <sup>os</sup>	Poste A	Poste B	Mise en service	Date du bris	Pylônes effondrés	Pylônes endommagés	Conducteurs endommagés	Câbles de garde endommagés	Accessoires d'attache brisés
3007 3008	Boucherville	Laprairie	1959	9 janvier		1 chevalet de câble de garde. Type Bersimis II	4 portées de conducteurs brisées au sol entre P19 et P22. Conducteur unique Bersimis et Pheasant sur 2 circuits. 1 conducteur glissé dans la pince.	4 portées de câble de garde entre P19 et P22. 7/16 po. $\phi$	1 chaîne d'isolateurs brisée
3017	Duvernay Montréal-Est	Charland						Câble glissé au P141	
3019	Bout-de-l'Île	Boucherville	1959	9 janvier			Dommages signalés mais non quantifiés.	30 portées. Entre P649 et P654, P661 et P681 (25 portées de 2 câbles 7/16 po. $\phi$ ) et P655 à P660 (5 portées sur pylônes de traversée avec 2 Saguenay). Secteur raffinerie.	
3040 3041	Chomedey	Chénier					P3 et P28		
3044 3045	Hertel	Aqueduc	1971	9 janvier	21 (64%) de P92 à P113. Structures biternes classiques.	3 traverses endommagées	Dommages signalés mais non quantifiés. 2-Curlew. Câbles au sol sur diverses routes.	Dommages signalés mais non quantifiés. 7/16 po. $\phi$	Isolateurs
3050	Langelier	Notre-Dame							
3052 3053	Chénier	Vignan	1973	8 janvier	2 : P32 et P33. Lévis		2-Gull entre P38 et P73. 14 portées.	5 portées P60 à P79 7/16 po. $\phi$	
3054 3055	Chénier	Chomedey						2 portées P404 –P405 P418 – P419	
3056	Boucherville	Du Tremblay	1968	9 janvier				Bris non quantifié. 2 par support (D.T.) 7/16 po. $\phi$	
3057	Boucherville	Notre-Dame	1968	8 janvier			Conducteurs non identifiés. -Bris signalés mais non quantifiés.	Câble de garde tombé dans le fleuve entre P30 et P31. 7/16 po. $\phi$ . 21 portées entre P16 et P37 (50 % des portées affectées sur la ligne entre P1 et P38.)	Bris de pinces de suspension des conducteurs

Tableau 4

Sommaire des dommages sur les lignes à 315 kV (suite)									
Circuits n <sup>os</sup>	Poste A	Poste B	Mise en service	Date du bris	Pylônes effondrés	Pylônes endommagés	Conducteurs endommagés	Câbles de garde endommagés	Accessoires d'attache brisés
3058 3059	Chénier	Lafontaine	1982 1973	8 janvier		13 entre P88 et P100 et ailleurs. Structures D.T. type Bersimis.	12 portées. 1 Bersimis par phase.	12 portées. 2 par support (D.T.) 7/16 po. $\phi$	Isolateurs
3061 (D.T. avec 3057)	Du Tremblay	Notre-Dame	1973	8 janvier			1 conducteur dans le fleuve	21 portées entre P16 et P37 (50 % des portées affectées sur la ligne entre P1 et P38) 7/16 po. $\phi$ .	
3062 3063	Hertel	Laprairie					Dommages entre P1 et P18	Dommages entre P1 et P18	
3065 3066	Hertel	Viger	1981	10 janvier			2 Curlew. Dégagement insuffisant avec le câble de garde glacé et les conducteurs délestés sur plusieurs portées entre P9 et P40	Un 1/2 po. $\phi$ . Dégagement insuffisant avec conducteurs délestés sur plusieurs portées entre P9 et P40; 2 portées près du Pont Champlain, sur pylônes tubulaires	
3072	Viger	Atwater	1982	9 janvier				4 portées au sol entre P1 et P16. 3/8 po. $\phi$	
3086 3087	Châteauguay	De Léry	1982	9 janvier	6: P2, P5 à P9 Support D.T. pour 2 Curlew et 1 câble de garde Type Lévis 7/16 po. $\phi$		Câbles au sol Rang Saint-Louis le 9 janvier		
3091 3092	Châteauguay	Langlois	1984	9 janvier	24 P9 à P13 et P18 à P36 Support D.T. pour 2 Curlew et 1 câble de garde 7/16 po. $\phi$ Type Lévis		Câble au sol Rang Sainte-Anne, 4 portées au sol au croisement avec 7042		
3098	Bout-de-l'île	Boucherville	1959	9 janvier		15 au total. Chevalets de câble de garde. 5 entre P649 et P654; pylône biterne classique pour conducteur Pheasant et 2 câbles de garde 7/16 po. $\phi$ 5 sur la traversée du fleuve entre P655 et P660 et au moins 5 autres entre P661 et P682; pylône type Bersimis	Dommages signalés mais non quantifiés.	Au sol (et dans le fleuve) sur 12 portées (raffinerie). P649 à P654 7/16 po. $\phi$ 2 par support biterne classique; P655 à P660 Traversée du fleuve 2 câbles Saguenay; Au moins sur 4 portées entre P661 et P682, 7/16 po. $\phi$ 2 par support type Bersimis.	



## Les lignes à 230 kV

Les effondrements de pylônes sur les lignes à 230 kV ont été relativement nombreux, compte tenu du nombre de lignes dans la région touchée par la tempête.

Deux principaux corridors de lignes ont été affectés : les circuits n<sup>os</sup> 2328 et 2319/2324, dans l'axe Boucherville – Saint-Césaire, dont les premières défaillances ont été confirmées les 6 et 7 janvier respectivement, et les circuits n<sup>os</sup> 2368 et 2376, dans l'axe Nicolet – Kingsey, effondrés le 9 janvier. La ligne sur portiques en bois n<sup>o</sup> 2384 et 2 structures en acier font aussi partie de ce dernier corridor lourdement endommagé.

La ligne 2319/2324, de construction récente (1986 et 1993), aurait donc dû intégrer tous les principes de fiabilité énoncés à la norme SN-40.1, y compris l'utilisation de pylônes anti-cascade. Les charges de glace, en date du 7 janvier, ne s'approchaient pas des limites de conception de 45 mm radial. Ainsi, certaines questions se posent puisqu'il s'agit là d'un cas qui pourrait : 1) soit révéler des vices dans l'application de la norme à des projets concrets, ou dans les principes mêmes de la norme ; 2) soit confirmer la présence de phénomènes physiques dont la norme ne tient pas compte, dont l'usure accélérée de câbles et d'accessoires due au galop ou aux vibrations éoliennes.

Pour la ligne n<sup>o</sup> 2328, entre Boucherville et Saint-Césaire, Hydro-Québec a fourni des photographies aériennes obliques des supports P18 à P39 et P46 à P118. De plus, le rapport de M. A.W. Hannah comporte des photos d'effondrements de pylônes et de bris de conducteurs sur les lignes n<sup>os</sup> 2319/2324 et 2328, près de Saint-Bruno, entre l'autoroute 20 et la route 116. L'une d'entre elles montre un bris de conducteur localisé à la sortie d'une pince de suspension, bris occasionné par la rupture de l'enveloppe extérieure du câble faite de brins d'aluminium, l'âme d'acier ne s'étant pas rompue. Deux autres photos de ce rapport, celles-là prises sur le site de la ligne n<sup>o</sup> 2328, confirment le mode de rupture au droit des pinces de suspension. Dans ses réponses aux questions de la Commission, Hydro-Québec a d'ailleurs confirmé la présence de pylônes anti-chute en cascades qui se sont avérés inefficaces à arrêter celles-ci (bien qu'ils soient restés debout). Aucune explication sur cette contre-performance n'a été fournie par Hydro-Québec, ni en audiences publiques, ni dans le rapport final de TransÉnergie.

Dans son rapport final, TransÉnergie s'efforce de démontrer que les charges de conception ont été dépassées systématiquement sur presque toute la ligne.

Tableau 5

Sommaire des dommages sur les lignes à 230 kV									
Circuits n <sup>os</sup>	Poste A	Poste B	Mise en service	Date du bris	Pylônes effondrés	Pylônes endommagés	Conducteurs endommagés	Câbles de garde endommagés	Accessoires d'attache brisés
2307 2308	Des Cantons	Sherbrooke	1973	10 janvier		P189 incliné d'environ 10 degrés.			
2319 2324	Boucherville	St-Césaire	1986 1993	7 janvier	32 (13%) Supports biternes pour faisceau de 2 Curlew. CGFO.		Nombreux bris de conducteurs rapportés par A.W. Hannah. Conducteurs au sol sur la plupart des portées.	Câble de garde au sol sur la plupart des portées selon photographies aériennes.	
2321 2327	Boucherville	Varennes	1969 1971			Au sol sur 5 portées. Les Boules.		Isolateurs brisés entre P17 et P45	
2323	Boucherville	Sidbec				16 portées.			
2328	Boucherville	St-Césaire	1970	6 janvier	26 (26%) Supports biternes pour Les Boules et un câble de garde 7/16 po. $\phi$		Bris de conducteurs au droit des pinces de suspension. Rupture de brins. Photos par A.W. Hannah. Conducteurs au sol sur la plupart des portées.	Câble de garde au sol sur la plupart des portées selon photographies aériennes.	Rupture de chaîne d'isolateurs au P39 selon photographie aérienne.
2336	Tracy	Sorel Sud	1967	10 janvier					4 isolateurs brisés au P139
2360 2361	Nicolet	Hériot		9 janvier		Au sol sur 11 portées. Les Boules.			
2368	Nicolet	Des Cantons		9 janvier	38 (36%) Supports biternes pour Les Boules.				
2376 2377	Nicolet	Kingsey		9 janvier	66 (77%) Supports biternes pour Les Boules.		Bris signalés sur les deux circuits mais non localisés.		
2383	Nicolet	Bécancour			Bris signalés mais non quantifiés. Supports biternes pour Les Boules.				
2384	Nicolet	Kingsey		9 janvier 12 janvier	2 pylônes en acier. 142 (44%) portiques en bois.		5 portées au sol. Les Boules. Tronçon Nicolet – Cascades.		

Quant aux lignes de l'axe Nicolet – Kingsey, elles ont été construites en 1973, avec des réarrangements en 1979 et 1986. Elles sont toutes plus ou moins rectilignes, donc avec très peu de supports en ancrage, sauf près du poste Nicolet, où les pylônes d'angle en ancrage se sont effondrés. Les pylônes y sont du type biterne pour conducteur unique. Des bris de conducteurs ont été signalés par Hydro-Québec sur le circuit n° 2368, mais ils n'ont pas été localisés précisément.

Pour les circuits parallèles n°s 2328 et 2319/2324, une analyse détaillée des photographies aériennes obliques fournies par Hydro-Québec a été faite afin de préciser les modes de rupture des pylônes. Les photographies aériennes font référence à la ligne 2328, aux pylônes n°s 18 à 37, 46 à 98, 101, 104, et 107 à 119; dans quelques cas, les pylônes de la ligne 2319/2324 sont hors cadre. À partir de ces photos, il est néanmoins possible de compter au moins 19 bris de pylônes sur la ligne n° 2328 (49 sont rapportés par Hydro-Québec) et au moins 55 bris de pylônes sur la ligne 2319/2324 (72 sont rapportés par Hydro-Québec). Le mode de rupture dominant des pylônes de la ligne 2319/2324 est du type cisaillement torsionnel du fût, dans sa section étroite, juste sous les consoles d'attache des phases inférieures ou entre les phases inférieures et centrales. Au moins une trentaine de cas sont clairement visibles sur les photographies aériennes. De telles ruptures se sont propagées soit par cascade longitudinale, soit par cascade transversale, tout dépendant du point de chute des pylônes d'où les ruptures proviennent: des exemples des deux types sont visibles sur les photographies. Ce mode de rupture en torsion n'est pas fréquent sur le circuit n° 2328 où l'on observe surtout des ruptures de type flexionnel, près de la base ou dans les rallonges de fût. Les photographies montrent également que les câbles se sont retrouvés au sol sur la plupart des portées dans les lignes.

### **Les lignes à 120 kV**

Les lignes de répartition à 120 kV ont été lourdement endommagées dans toutes les directions rayonnant autour du poste Saint-Césaire (circuits n°s 1180, 1181, 1188, 1383/1384 et 1424/1425); plusieurs cascades longitudinales se sont produites après la perte d'alimentation au poste Saint-Césaire, le 7 janvier.

Hydro-Québec soutient qu'elle est incapable de préciser les dates réelles d'effondrement de ces lignes, à cause de la perte du contrôle au poste Saint-Césaire.

Les bris y impliquaient des pylônes biternes pour Condor et câble de garde unique de 11 mm (7/16 po.). Plusieurs bris de conducteurs ont été signalés par Hydro-Québec, sans être précisément localisés ni quantifiés. Plusieurs de ces lignes étaient relativement récentes, comme c'est le cas de la ligne n° 1180, mise en service en 1987, qui a subi 83 effondrements de pylônes (70 % de la ligne).

À ce sujet, le rapport final de TransÉnergie mentionne que des témoins situent l'effondrement à 04 h00, dans la nuit du 8 au 9 janvier. Selon Hydro-Québec, les charges de conception ont été dépassées sur l'ensemble de la ligne mais la survie de 30 % des pylônes n'est pas expliquée.

D'autres lignes à 120 kV ont subi des bris de pylônes importants le 8 janvier, soit les circuits n°s 1161/1163 (6 pylônes entre les postes Varennes – IREQ et Pierre-Boucher), n°s 1193/1221 (31 pylônes entre les postes Laprairie et Richelieu) et n° 1270 (5 pylônes). L'effondrement de 14 pylônes sur les circuits 1182/1186 Grantham-Hériot a été situé à 03 h00, dans la nuit du 8 au 9 janvier.

On a aussi relevé un grand nombre de dommages aux conducteurs et aux câbles de garde: câbles rompus, câbles ayant glissé dans les pinces d'attaches ou câbles au sol sans explication.

Tableau 6

Sommaire des dommages pour les lignes à 120 kV sur pylônes en acier									
Circuits n <sup>os</sup>	Poste A	Poste B	Mise en service	Date du bris	Pylônes effondrés	Pylônes endommagés	Conducteurs endommagés	Câbles de garde endommagés	Accessoires d'attache brisés
1108	Paugan	Chelsea	1928	11 janvier			Dégagement insuffisant avec la distribution. Condor sur une portée P1 à P2.		
1131	Dorion	Les Cèdres	1951	9 janvier		2 P292 et P293. Chevalets du câble de garde pliés. Traversée du Canal Soulanges. Deux 1/2 po $\phi$ .		3 portées brisées.	
1137	Duvernay	Renaud						Glissement entre P62 et P64 3/8 po. $\phi$ .	
1138	Duvernay	Landry						Dommages signalés mais non localisés ni quantifiés.	
1141	Sainte-Perpétue	Chutes Hemmings	1930	6-7 janvier	3 au croisement avec 7034.			Câbles de garde au sol sur 9 portées. Glissement entre P62 et P64. 3/8 po. $\phi$ .	
1143	Chutes Hemmings	Asbestos	1930	10 janvier				Câble de garde au sol ou glissé dans la pince entre P46 et P126.	
1152	Yamaska	Chutes Hemmings	1942	8 janvier	1 pylône monoterne pour 3/0 Cu et deux câbles de garde 3/8 po. $\phi$ .		34 portées au sol, entre P148 et P295. 3/0 Cu.	34 portées au sol. Entre P148 et P295. Deux câbles 3/8 po. $\phi$	
1157	Rivière des Mille-Îles Duvernay	Sainte-Rose	1981	10 janvier		1 P74 Pylône biterne pour Condor et câble de garde unique 3/8 po. $\phi$	2 portées au sol de part et d'autre du P74. Condor.		Pince de suspension brisée au P73.
1160	Chambly	Saint-Césaire	1949	7 janvier	4 pylônes traversée du Richelieu.				
1161 1163	Varenes IREQ)	Pierre-Boucher	1969	8 janvier	6 P31 à P37. Pylône biterne pour Dove et câble de garde unique 3/8 po. $\phi$ .	Une phase du no. 7009 est tombée sur cette ligne.	Bris signalé mais non localisé ni quantifié. Dove.	Dégagement insuffisant avec le conducteur entre P42 et P43. 3/8 po. $\phi$ .	
1180	Saint-Césaire	Casavant	1987	9 janvier	83 entre P2 et P119 Pylône biterne pour Condor et câble de garde unique 7/16 po. $\phi$ Encombrement réduit.		Bris signalé mais non localisé ni quantifié. Condor.	Bris signalé mais non quantifié ni localisé 3/8 po. $\phi$ et 7/16 po. $\phi$ .	
1181	Saint-Césaire	Sainte-Rosalie	1968	Après le 7 janvier	6 pylônes bitermes pour Condor. Rapide des Îles.		Bris signalé mais non localisé ni quantifié. Condor.		

Tableau 6

Sommaire des dommages pour les lignes à 120 kV sur pylônes en acier (suite)									
Circuits n <sup>os</sup>	Poste A	Poste B	Mise en service	Date du bris	Pylônes effondrés	Pylônes endommagés	Conducteurs endommagés	Câbles de garde endommagés	Accessoires d'attache brisés
1182 1186	Hériot	Grantham	1971	7 janvier	(52%) P5 à P18. Pylône biterne pour Condor et câble de garde unique 7/16 po. $\phi$				
1188	Sainte-Rosalie	Casavant	1971	Après le 7 janvier	10 (28%) pylônes biternes pour Condor.		Bris signalé mais non localisé ni quantifié. Condor.	Bris signalé mais non localisé ni quantifié. 7/16 po. $\phi$ .	
1193 1221	Laprairie	Richelieu	1968	8 janvier	34 (68%) entre P11 à P53 et P1001 à P1003. Pylône biterne pour Condor et câble de garde Rapide des Îles unique 7/16 po. $\phi$ .		80% des portées. Bris signalé mais non localisé. Condor.		
1194 1298	Laprairie	Central			4 pylônes P39 à P42.				
1194	Central	Laprairie	1950	9 janvier				Bris signalé sans détail. 7/16 po. $\phi$ .	
1201	Alcan	Aqueduc	1930	9 janvier			3 portées P101 à P105 dans le fleuve. 2 Crow.	2 portées au sol. 7/16 po. $\phi$ .	
1202 1202	Beauharnois Beauharnois	Aqueduc Aqueduc	1972 1930	8 janvier 8 janvier			2 portées au sol P101 et P102. 2-Crow Phase de relève 619 MCM dans le fleuve. P9106 et P9107.	2 portées au sol sur le Boul. Lasalle. 7/16 po. $\phi$ Copperweld.	
1206 1285	De Léry	Saint-Rémi	1959	Après le 7 janvier	5 pylônes P13, P16 à P19.		Câbles au sol sur 41 portées Crow.	Câbles au sol sur 34 portées.	
1213 1214	Saint-Louis Huntingdon	Ormstown	1982	9 janvier					Glissement du câble de garde dans la pince au P114 – P115.
1223.	Bout-de-l'île	Bélanger				2 pylônes.			
1225	Laprairie	Delson	1959	9 janvier				Câble de garde au sol entre P113 et P114 7/16 po. $\phi$ .	
1226	Montréal-Est	Bout-de-l'île						Glissement dans attache aux 2 portées.	

Tableau 6

Sommaire des dommages pour les lignes à 120 kV sur pylônes en acier (suite)									
Circuits n <sup>os</sup>	Poste A	Poste B	Mise en service	Date du bris	Pylônes effondrés	Pylônes endommagés	Conducteurs endommagés	Câbles de garde endommagés	Accessoires d'attache brisés
1242	Hadley	Atwater	1947	9 janvier			Conducteur sectionné au P155 Crow.		Bris d'isolateur au P157.
1248	Saraguay	Saint-Laurent	1971	11 janvier			1 phase détachée entre P1 et P25. Non quantifié.		
1256	Beauharnois Ouest	Île-Perrot	1953	7 janvier			1 portée au sol P105 et P106 2 portées P126 à P128 tombées dans l'eau. 619 MCM.		
1257	Les Cèdres	Baie-d'Urfé	1959	9 janvier			Problème signalé sans détail (traversée du Saint-Laurent).	1 portée au sol entre P14 et P15	
1260 1261	Beauharnois Ouest	Les Cèdres	1960	8 janvier		Chevalet de câble de garde P39. Pylône biterne pour Condor. Entrée du poste Les Cèdres.		1 portée au sol entre P20 et P21. Type de câble non identifié.	
1265	Carillon	Mirabel					Dommages signalés entre P19 et P95	Dommages signalés entre P19 et P95.	
1266	Carillon	Sainte-Thérèse	1962	10 janvier			1 conducteur au sol sur la route no. 640. Carillon.	Bris signalé mais non quantifié.	
1268	Carillon	Chomedey	1962	10 janvier				Bris de câble de garde au P40. 7/16 po. $\phi$ .	
1270	Saint-Louis	Huntingdon	1977	8 janvier	5 pylônes.		Conducteur au sol sur une portée. Condor.		
1271	Fleury	Charland						Câble de garde glissé entre P83 et P84.	
1276 1277	Laprairie	Saint-Maxime				6 pylônes entre P24 et P50.		Dommages entre P7 et P19.	
1278	Laprairie – Central	Saint-Maxime	1950	9 janvier			1 portée. Glissement du conducteur dans les pinces, non localisé. Crow.	Bris signalé impliquant 4 portées mais sans plus de détails.	
1291 1292	Beauharnois Ouest	Châteauguay	1978	8 janvier			Conducteur tombé sur la distribution P13 et P14. Carillon.	1 portée au sol. Traversée du canal Beauharnois.	

Tableau 6

Sommaire des dommages pour les lignes à 120 kV sur pylônes en acier (suite)									
Circuits n <sup>os</sup>	Poste A	Poste B	Mise en service	Date du bris	Pylônes effondrés	Pylônes endommagés	Conducteurs endommagés	Câbles de garde endommagés	Accessoires d'attache brisés
1361	Valleyfield	Larocque	1963	8 janvier			7 portées P64 à P71. Conducteur au sol. Crow.	Dommage signalé mais non localisé ni quantifié. 7/16 po. $\phi$ .	
1362 1363	Beauharnois Est	Châteauguay	1978	8 janvier 12 janvier			Phases basculées P29 à P30. 2- Carillon 3 portées de phases basculées P28 à P31.	1 portée au sol P4 et P5.	
1383 1384	Saint-Césaire	Cleveland	1979	Après le 7 janvier	P7 Support biterne pour Les Boules et un câble de garde 7/16 po. $\phi$ Type Chandler (230 kV).	6 P8 à P14. Traverses au sol.	Conducteur Les Boules au sol. 3 portées au sol.	Câble de garde 7/16 po. $\phi$ glissé dans la pince et au sols ur plusieurs portées (non quantifiées) entre P3 et P52.	
1421	Hériot	Acton	1982	6 janvier				Câble de garde étiré.	
1424 1425	Saint-Césaire	Iberville	1982	Après le 7 janvier	11 (14 %) entre P64 et P77. Pylônes bitermes pour Condor et câble de garde Rapide des Îles unique 7/16 po. $\phi$ .		Conducteur Condor. Dommage signalé mais non localisé ni quantifié. Conducteurs étirés.		
1426	Saint-Césaire	Saint-Sébastien	1980	Après le 7 janvier	1 P1134 biterne pour Condor et câble de garde unique 3/8 po. $\phi$ .				
1427	Bedford	Farnham	1977	Après le 7 janvier	2 (2%) entre P71 et P77. Pylône biterne avec Condor.			Dommage signalé mais non localisé ni quantifié.	
1428	Bedford	Saint-Sébastien	1987	8 janvier	4 pylônes bitermes avec Condor. Entre P79 et P86.	4 pylônes avec traverses au sol entre P79 et P86.			
1436 1437	Beauharnois Est		De Léry	1948	8 janvier			Conducteur Crow au sol P11 à P13.	Dommage entre P11 et P13 sur 1437.
1472	Centrale Beauharnois	Langlois	1978	8 janvier				2 portées au sol P26 et P28.	
1513 1514	Centrale Beauharnois	Poste ouest	1940	8 janvier				1 portée au sol P2 et P3.	
1517	Centrale Beauharnois	Poste ouest	1940	8 janvier			1 portée de conducteur Crow au sol de P1 à P2.		
<b>Ligne à 69 kV sur pylône biterne en acier</b>									
616	Rockfield	Dosco					Bris au P152.		
625	Rivières des Prairies							1 portée au sol.	
631 636	Baie-d'Urfé	Dorval	1958	7 janvier				4 portées au sol. 5/16 po. $\phi$ EHS cuivré.	

## Les lignes d'interconnexion

Hydro-Québec<sup>52</sup> n'a fourni que peu de détails reliés aux dommages structuraux sur les lignes d'interconnexion.

La Commission ne lui a pas demandé d'informations supplémentaires à ce sujet, les dommages subis y apparaissant relativement mineurs, sauf pour l'effondrement de 7 pylônes sur le circuit B5D.

Tableau 7

Sommaire des dommages pour les lignes d'interconnexion								
Circuits n <sup>os</sup>	Poste A	Poste B	Mise en service	Date du bris	Pylônes effondrés	Conducteurs endommagés	Câbles de garde endommagés	Accessoires d'attache brisés
CD 11	Les Cèdres	Niagara Mohawk						Isolateurs
CD 22	Les Cèdres	Niagara Mohawk				Oui		
B5D	Beauharnois	Saint-Isidore (Ontario Hydro)	1932	8 janvier	7	Oui	1 portée de P46 à P47. Type 176,9	
B31L	Beauharnois	St. Lawrence (Ontario Hydro)	1932	8 janvier			6 portées de P2 à P7. Type 176,9	

## Les lignes sur portiques en bois

Les lignes de répartition sur portiques en bois ont connu de nombreux effondrements et beaucoup de câbles sont tombés au sol, ont glissé dans les pinces d'attache ou se sont rompus.

Le rapport final de TransÉnergie rapporte des dommages beaucoup plus lourds sur les lignes à 44kV que ceux relevés initialement.

Tableau 8

Nombre de portiques en bois endommagés		
Niveau de tension (kV)	Nombre de portiques effondrés	Nombre de portiques endommagés
230	142	–
120	909	35
44	1 420	> 652
<b>Total</b>	<b>2 471</b>	<b>&gt; 687</b>

Le manque de données détaillées sur les effondrements de lignes sur portiques en bois limite les résultats de l'analyse à des constatations sommaires. Il ne fait aucun doute que ces lignes sont moins fiables que celles sur pylônes en acier, c'est-à-dire qu'elles ne peuvent pas résister à des charges limites aussi importantes, conséquence déjà prévue à la conception. Par ailleurs, un grand nombre de défaillances ont commencé les 6 et 7 janvier (circuits à 120 kV n<sup>os</sup> 1160, 1169, 1239, 1420, 1425 et circuits à 44 kV n<sup>os</sup> 534, 535), au moment où les accumulations de verglas étaient probablement encore en deçà des charges limites de conception.

52. TransÉnergie, *op. cit.*, note 29.



Hydro-Québec ne se prononce pas sur les dates d'effondrement des circuits 1426, 1427, 504, 505, 506, 546 et 549 privés d'alimentation le 7 janvier à la suite de la panne du poste Saint-Césaire. Les lignes n<sup>os</sup> 527 et 528 dans la région de Drummondville auraient été affectées à partir du 8 janvier. Plusieurs de ces lignes sont assez anciennes (plus de 40 ans) : la résistance résiduelle des poteaux peut être amoindrie. Au moins 25 cas de bris impliquent plus d'une dizaine de supports, et 12 cas concernent plus de 100 supports, alors la présence d'effets en cascade est démontrée. Plusieurs problèmes avec les conducteurs et les câbles de garde ont aussi été rapportés, sans être quantifiés ni localisés précisément. Les conducteurs touchés sont du type Arbutus, Condor, Crow, Hawk, Pigeon et Linnet, alors que les câbles de garde sont de diamètres variés, allant de 6,3 mm (1/4 po.) à 11 mm (7/16 po.).

### **2.1.3 Les bris d'accessoires d'attache des câbles**

Les données fournies par Hydro-Québec pour les lignes sur pylônes en acier et pour les lignes sur portiques en bois sont difficiles à concilier avec les dommages subis par les câbles.

En effet, les observations de câbles au sol ne précisent pas le mécanisme de leur bris. Certains cas de bris de câbles se retrouvant au sol ont dû soit se produire après un bris d'accessoire d'attache, soit entraîner un bris d'accessoire d'attache, ou impliquer un endommagement de pinces suite au glissement des câbles. L'analyse des dommages faite par le Groupe Structures sur les lignes sur pylônes en acier suggère que les bris d'accessoires de suspension des conducteurs (isolateurs ou autre composant de l'assemblage) ont des impacts beaucoup moindres que les bris de câbles ou les bris d'accessoires d'ancrage des conducteurs aux pylônes adjacents. Ceci expliquerait pourquoi plusieurs sections de lignes ont subi de nombreuses chutes de phase sans dommages apparents au pylône. Des bris d'assemblages de suspension des conducteurs ont été confirmés sur la ligne n<sup>o</sup> 7047 (où des observations de galop ont été rapportées) et sur la ligne n<sup>o</sup> 3057 où l'on spécifie qu'il s'agit de bris de pinces de suspension.

Le cas des câbles de garde diffère passablement de celui des conducteurs suspendus, les premiers étant à toute fin pratique ancrés sur les supports. Aucun rapport ne fait état explicitement du bris d'accessoires d'attache des câbles de garde et Hydro-Québec a fourni peu de détails sur les circonstances des dommages subis par les câbles de garde à fibres optiques (CGFO). La fiabilité mécanique des CGFO revêt pourtant une importance particulière pour l'évaluation de la fiabilité globale des fonctions de télécommunications d'Hydro-Québec.

Des bris d'assemblage d'ancrage des conducteurs ont été confirmés par Hydro-Québec sur trois lignes à 735 kV, mais les informations sont imprécises pour tous les autres types de lignes.

Tableau 9

Sommaire des dommages sur les lignes sur portiques en bois									
Circuits n <sup>os</sup>	Poste A	Poste B	Mise en service	Date du bris	Pylônes effondrés	Pylônes endommagés	Conducteurs endommagés	Câbles de garde endommagés	Accessoires d'attache brisés
<b>Lignes à 230 kV</b>									
2384	Nicolet	Kingsey			142 (44 %)				
<b>Lignes à 120 kV</b>									
1117	Rigaud	Dorion	1951	8 janvier			2 portées au sol. Hawk. Non localisé.	1 portée au sol. Deux 1/4 po. $\phi$ Dégagement insuffisant.	
1118	Lafontaine	Calumet	1946	9 janvier		14 têtes de poteaux cassées et traverses brisées sur 6 portiques P368, P369, P370, P254, P255 et P276. Câble de garde 7/16 po. $\phi$ .	10 portées au sol. Condor (P1 à P5) et Pigeon.		Bris d'isolateurs signalés mais non localisés ni quantifiés.
1121	Lafontaine	Lachute	1959					Câble de garde coupé sur une portée la section P24 à P118. Non localisé Deux 7/16 po. $\phi$ .	
1122	Lafontaine – Rolland	Saint-Jérôme							Bris d'isolateurs signalés au T2 du poste St-Jérôme.
1125	Notre-Dame-du-Lac	Lac-des-Îles					Dommages signalés mais non localisés ni quantifiés.		
1131	Dorion	Les Cèdres	1951	9 janvier	1 P256.			3 portées au sol P256 à P258. Deux 1/4 po. $\phi$ .	
1132	Carillon	Rigaud	1951	8 janvier				5 portées au sol P77 à P82. Deux 1/4 po. $\phi$ .	
1133	Rigaud	Saint-Polycarpe	1968	8 janvier		114 (90 %) entre P2 et P127. Utilisés avec Shelter Bay et câble de garde 3/8 po. $\phi$ .			
1160	Chambly	Saint-Césaire	1949	7 janvier		173 (100 %) Conducteur Linnet et deux câbles de garde 3/8 po. $\phi$ .			
1169	Saint-Césaire	Cowansville	1965	6 janvier p.m. et 7 janvier		104 P1 à P103 Conducteur Linnet et deux câbles de garde 5/16 po. $\phi$ .	Consoles (sic) brisées sur 9 : P114 à P122.	8 portées entre P114 et P122.	5 portées de P103 à P108.

Tableau 9

Sommaire des dommages sur les lignes sur portiques en bois (suite)									
Circuits n <sup>os</sup>	Poste A	Poste B	Mise en service	Date du bris	Pylônes effondrés	Pylônes endommagés	Conducteurs endommagés	Câbles de garde endommagés	Accessoires d'attache brisés
1177	Chambly	Saint-Basile	1949	8 janvier	12 de P50 à P611.		Bris de conducteur 6 janvier près du poste St-Basile/2 portées P.97 à P39. Conducteurs au sol entre P50 et P99. Crow. 5/16 po. $\phi$ .		
1184	Chambly	L'Acadie	1960	8 janvier	4 entre P89 et P92.		Conducteurs au sol entre P69 et P88 Linnet.		
1185	Saint-Dominique	Sainte-Rosalie	1968	9 janvier	65 entre P2 et P66. Condor et deux 3/8 po. $\phi$				
1187	Saint-Césaire	Cleveland	1949	7 janvier	26 entre P1 et P26 Conducteur Linnet.				
1205	De Léry	Mercier		9 janvier	1 structure.		Bris de conducteur signalé mais non quantifié.	2 portées au sol entre P38 et P40. Deux 5/16 po. $\phi$	
1206	De Léry	Saint-Rémi	1949	7 janvier	1 portique.			Portées au sol de P222 à P225. Deux 5/16 po. $\phi$	
1206	De Léry	St-Chrysostome	1982	8 janvier				Plusieurs portées au sol non localisées. Un 3/8 po. $\phi$	
1206	De Léry	Hemmingford	1982	8 janvier				Plusieurs portées au sol non localisées. Un 3/8 po. $\phi$	
1208	De Léry	Laprairie	1949	9 janvier	66 portiques de P24 à P90. Conducteur Crow.			7 portées au sol entre P220 et P227. Deux 5/16 po. $\phi$	
1209	Laprairie	Saint-Basile	1949	8 janvier	22 Conducteur Crow.			27 portées au sol ou glissées dans le pince non localisées. Deux 7/16 po. $\phi$	
1231	Laprairie	Chambly	1950	8 janvier	26 portiques entre P25 et P60. Conducteur Crow.			Câbles de garde au sol sur 8 portées localisés. Deux 5/16 po.	
1239	Saint-Rémi	Napierville	1984	7 janvier	82 entre P15 et P102 Conducteur Condor.		68 % des portées au sol. Condor.	Plusieurs portées au sol non localisées. 73/8 po. $\phi$	
1263	Beauharnois Ouest	Poste Est	1982	8 janvier	3 portiques au sol entre P 1001 et P1005. Conducteur Condor.	2 traverses brisées.	Chute sur le Rang. Saint-Paul et autoroute 15.		

Tableau 9

Sommaire des dommages sur les lignes sur portiques en bois (suite)									
Circuits n <sup>os</sup>	Poste A	Poste B	Mise en service	Date du bris	Pylônes effondrés	Pylônes endommagés	Conducteurs endommagés	Câbles de garde endommagés	Accessoires d'attache brisés
1270	Saint-Louis St-Chrysostome Hemmingford			9 janvier	107 portiques au sol. Condor.			Câble de garde 3/8 po. $\phi$	
1420	Hériot	Saint-Dominique	1939	6 janvier	40 portiques non localisés. 4/0 Cu.		Bris de conducteurs signalés sur 80 portées mais non localisés.		
1421	Hériot	Acton	1982	6 janvier				Câble de garde étiré.	
1425	Saint-Césaire	Saint-Sébastien	1987	7 janvier	18 portiques non localisés ni quantifiés. Pour Condor et deux câbles de garde 3/8 po. $\phi$ Présence de pylônes BAM.		Bris de conducteurs signalés mais non localisés ni quantifiés. Conducteurs étirés.		
1426	Saint-Césaire	Farnham	1977	Après le 7 janvier	51 (61 %) P1 à P51 Condor et deux câbles de garde 3/8 po. $\phi$			6 portées.	
1427	Bedford	Farnham	1977	Après le 7 janvier	12 portiques P82 et P83 P101 à P110. Pour Condor et deux câbles de garde 3/8 po. $\phi$ .			Bris signalés mais non localisés ni quantifiés. Deux câbles de garde 3/8 po. $\phi$ .	
1428	Bedford	Saint-Sébastien			1 portique.	4 traverses.			
<b>Lignes à 44 kV</b>									
405	Mgr Émard	Expro	1962	9 janvier	8 portiques entre P149 et P166.		Conducteur au sol entre P149 et P166. Hawk.		
406	Mgr Émard	Bellerive	1962	9 janvier	Portique au sol. P47.	4 poteaux inclinés traverses brisées entre P44 et P50.			
407	Mgr Émard	Côteau	1991	9 janvier	139 portiques (100 %).				
504	Sainte-Rosalie	Maska	1958	Après le 7 janvier	69 portiques (73 %) Linnet Entre P9 et P91.		Traverses brisées non quantifiées.		
505	Sainte-Rosalie	Sainte-Hélène	1924	Après le 7 janvier	104 portiques entre P1003 et P1148 Linnet et 4/0 Cu.				

Tableau 9

Sommaire des dommages sur les lignes sur portiques en bois (suite)									
Circuits n <sup>os</sup>	Poste A	Poste B	Mise en service	Date du bris	Pylônes effondrés	Pylônes endommagés	Conducteurs endommagés	Câbles de garde endommagés	Accessoires d'attache brisés
506	Sainte-Rosalie	Ste-Madeleine	1916	Après le 7 janvier	201 portiques entre P1 et P240 Linnet.				
517	Saint-Louis	Spexel	1960	9 janvier	Ligne 1270 tombée sur la portée P4 à P5.		Conducteur au sol P11 à P13.		
518	Saint-Louis	Structure A	1950	9 janvier			Conducteur Arbutus tombé sur distribution (hors service). Non localisé ni quantifié.		
525	Chutes Hemmings	Richmond	1924	7 janvier	13 portiques.	Bris de 6 traverses. Non localisé.	Conducteur Linnet au sol. 8 portées entre P336 et P354.		
526	Chutes Hemmings	Drummond	1923	8 janvier	10 portiques entre P64 et P69. P74 et P80.		Conducteur Linnet au sol. Non localisé ni quantifié.		
527	Chutes Hemmings	Sainte-Hélène	1917	8 janvier	2 portiques P1186 et P1187.	300 traverses brisées.			
528	Chutes Hemmings	Richmond	1945	8 janvier	236 portiques (40 %) de P175 à P354 et P420 à P469 Linnet.				
534	Saint-Césaire	Marieville	1951	6 janvier	125 portiques (70 %) entre P1 et P178 Linnet.	35 endommagées.			
535	Saint-Césaire	Coop no. 2	1940	6 janvier	146 portiques (80 %) Linnet et Cu.				
546	Maska	Saint-Césaire	1950	Après le 7 janvier	256 portiques (90 %) Hawk et Linnet.	205 traverses.			
549	L'Acadie	Marieville	1955	Après le 7 janvier	110 portiques entre P1 et P312 (34 %) Linnet.	102 traverses entre P1 et P12.			

#### 2.1.4 Les câbles et les conducteurs entravant la circulation routière

Pendant la tempête de verglas, beaucoup de cas de chutes de câbles et de conducteurs se sont produits sur des routes et sur des voies ferrées. Cependant, aucun accident avec blessés directement relié à ces chutes n'a été rapporté.

Les dates et les heures de ces événements, telles que relevées par Hydro-Québec<sup>53</sup> et par les corps policiers ainsi que par les représentants des médias, ont permis au Groupe Structures de déterminer à quel moment précis plusieurs bris structuraux se sont effectivement produits pour en arriver à certaines conclusions concernant les circonstances des effondrements.

Par ailleurs le constat du grand nombre de bris ayant bloqué la circulation et ayant posé un danger à la vie humaine montre, de l'avis de la Commission, qu'il y aurait lieu de revoir les niveaux de sécurité ainsi que certaines pratiques de conception des structures et des accessoires de support à la croisée des routes et des autres voies publiques. Hydro-Québec a d'ailleurs reconnu l'importance d'une telle révision lors d'échanges avec la Commission<sup>54</sup>.

#### 2.1.5 L'inventaire des sections de lignes non endommagées

À la demande de la Commission, Hydro-Québec a dressé une liste des lignes non endommagées situées dans la zone affectée par le verglas.

Il s'agit en fait de lignes ne présentant pas de dommages apparents et pour lesquelles aucune inspection approfondie n'avait été faite au moment de la compilation.

Par la suite, le rapport final de TransÉnergie a révélé des dommages qui n'avaient pas été perçus à première vue.

#### Les lignes sur pylônes en acier

Les lignes situées sur le territoire ouest (au nord ouest de l'île de Montréal) n'ont connu que de faibles accumulations de verglas, les valeurs maximales observées étant de l'ordre de 25 mm d'épaisseur radiale, en date du 9 janvier 1998. En conséquence, la plupart des lignes de transport et de répartition sur pylônes en acier sont restées en fonction.

Par contre, la plupart des lignes situées sur le territoire sud ont été endommagées, sauf celles situées dans les limites de la zone de la tempête, ces dernières ont reçu des quantités de verglas inférieures à leurs charges de conception. Les lignes ayant résisté intégralement sont celles sur pylônes en acier, dans les Cantons-de-l'Est (circuits n<sup>os</sup> 1171, 1192, 1386, 1387, 1388, 2307/2308) et sur la Rive-Sud, entre Varennes et Sorel (circuits n<sup>os</sup> 2320, 2322, 2336).

Malgré la résistance des lignes, plusieurs problèmes se sont posés, comme l'a rapporté Hydro-Québec. De plus, les conditions prévalant sur l'ensemble de la zone affectée par le verglas font croire que les problèmes, en particulier au sujet du galop des conducteurs et l'insuffisance de dégagement entre les câbles de garde et les conducteurs, ont probablement été plus nombreux que ceux qui ont été relevés par Hydro-Québec.

---

53. Hydro-Québec, *Traversée d'autoroutes et de routes d'importance. Liste des cas où les conducteurs sont tombés au-dessus des routes lors du verglas de 1998, territoire sud et ouest*, 1998, 3 p.

54. Hydro-Québec, mémoire présenté à la Commission scientifique et technique [verglas de janvier 98], 2<sup>e</sup> séance, 8 octobre 1998, 75 p.

Tableau 10

<b>Cas de dégagements insuffisants entre des câbles de garde glacés et des conducteurs déglacés</b>				
<b>Circuits n<sup>os</sup></b>	<b>Poste A</b>	<b>Poste B</b>	<b>Remarques</b>	<b>Date de l'observation</b>
7044	La Vérendrye	Chénier	5 portées affectées. 4000 MCM au poste La Vérendrye et 4-Bersfort. Deux 7/16 po. φ.	9 janvier
7044	La Vérendrye	Chénier	Plusieurs portées non localisées ni quantifiées.	10 janvier
3065 3066	Hertel	Viger		11 janvier

Tableau 11

<b>Cas de dégagements insuffisants entre des conducteurs glacés et des lignes de distribution intersectées</b>				
<b>Circuit n<sup>o</sup></b>	<b>Poste A</b>	<b>Poste B</b>	<b>Remarques</b>	<b>Date de l'observation</b>
1108	Paugan	Chelsea	1-Condor	11 janvier

Tableau 12

<b>Cas de galop des conducteurs</b>				
<b>Circuits n<sup>os</sup></b>	<b>Poste A</b>	<b>Poste B</b>	<b>Remarques</b>	<b>Date de l'observation</b>
7047	Grand-Brûlé	Chénier	4-Bersfort	9 janvier
1165 1170	Aqueduc	Atwater	Galop sur deux types de conducteurs : 1-Condor P114 à P116 1-Crow P117 à P164.	7 janvier
1404	Pylône n <sup>o</sup> 70	Sainte-Émilie	Galop sur deux types de conducteurs : 2-Carillon P1001-P1002 1-Condor P1003 à P1045	7 janvier
1404	Pylône n <sup>o</sup> 1002	Laurendeau	1-Shelter Bay	7 janvier
1404	Lanaudière	Magnan	Galop sur trois types de conducteurs : 1-Curlew P1 à P70 2-Carillon P71 à P108 1-Condor P109 à P132.	7 janvier
1407 1408	Lanaudière	Saint-Sulpice	Galop sur trois types de conducteurs : 1-Condor et SAAC P1 à P45 1-Curlew P46 à P101 1-Dove P102 à P118.	7 janvier
1407 1408	Pylône n <sup>o</sup> 44	Berthier	Galop sur deux types de conducteurs : 1-Condor P1001 à P1069 1-Dove P1070 et 1090.	7 janvier
1407 1408	Pylône n <sup>o</sup> 95	L'Assomption	1-Condor.	7 janvier

Tableau 13

Cas d'arcs de contournement observés entre un câble de garde et des conducteurs galopants				
Circuit n°	Poste A	Poste B	Remarques	Date de l'observation
7047	Grand-Brûlé	Chénier	4-Bersfort avec 1/2 po. $\phi$ et CGFO.	9 janvier

La ligne récente 2319/2324, la seule ligne touchée qui a été conçue et construite selon les critères de la norme SN-40.1, s'est effondrée en cascade, malgré la présence de supports anti-chute en cascade devant précisément empêcher ces effondrements.

Plusieurs centaines de kilomètres de lignes sur pylônes en acier n'ont pas subi de dommages malgré les charges verticales de glace importantes accumulées au terme de la tempête, le 9 janvier.

Certains pylônes d'angle en ancrage ont pu arrêter des chutes de pylônes en cascade dans le cas où celles-ci ne se sont pas amorcées dans les portées adjacentes.

L'analyse des dommages pour la cascade du circuit n° 7038 sur pylônes haubanés suggère qu'une réévaluation du comportement structural des mâts haubanés de type GM est nécessaire. Ce type de mât est particulièrement vulnérable aux effets des grands déplacements et des rotations.

Par ailleurs, plusieurs centaines de kilomètres de lignes ont subi des chutes de phase (conducteurs au sol) et des chutes de câbles de garde sans dommages apparents aux structures.

### Les lignes sur portiques en bois

Comme dans le cas des lignes sur pylônes en acier, la plupart des lignes sur portiques en bois du territoire ouest n'ont pas subi de dommages.

Par contre, dans le territoire sud, la plupart des lignes ont subi de lourds dommages structuraux. Hydro-Québec n'a rapporté que quatre lignes à 120 kV (Circuits nos CD1/CD2, 1171, 1192 et 1421) non endommagées. Aucune ligne sur portiques en bois à 44kV ou à 69 kV n'a été signalée sans dommages.

Un seul cas d'observation de galop des conducteurs (type Partridge) a été officiellement relevé, le 7 janvier, sur le circuit n° 1409, dans Lanaudière.

Plusieurs lignes sur portiques en bois ont subi des dommages très tôt dans la tempête. Par contre, compte tenu de sa sévérité, il est probable que ces lignes se seraient effondrées avant la fin de la tempête puisque les accumulations de glace ont dépassé les charges verticales limites de conception.

Certaines des lignes qui se sont effondrées en cascades longitudinales étaient de vieilles lignes.



## 2.1.6 Effet du vent sur le réseau

### Les mesures d'Environnement Canada

Environnement Canada dans le document intitulé «Compte-rendu climatologique de la tempête de verglas de janvier 1998 du Québec» présente l'analyse suivante du facteur vent pendant la tempête de verglas :

*«Un facteur déterminant dans l'ampleur des impacts liées à une tempête de verglas est la présence de vent. Par exemple, lors de la tempête de pluie verglaçante du 25-26 février 1961, des vents forts voire violents furent, en grande partie, responsables des bris et dommages causés aux structures électriques et aux arbres (Lortie, 1979; Mahaffy, 1961).*

*Les vents, lors de la tempête de janvier 1998, n'ont pas atteint une telle envergure. L'intensité plus faible des systèmes responsables de cette tempête n'ont pas favorisé la formation de vents atteignant des vitesses de vents violents. En début de tempête, la vitesse moyenne quotidienne des vents dans la région du Grand Montréal est de l'ordre de 10 à 25 km/h, avec des rafales maximales de 35 à 45 km/h. Seule la station de Saint-Hubert rapporte une rafale de 52 km/h le 4 janvier. La direction dominante des vents varie du nord à nord-est vers l'est, dépendant des secteurs et de leur topographie.*

*Au cours de la deuxième moitié de la semaine (du 7 au 10 janvier) et avec l'intensification des systèmes météo, la vitesse des vents de la région de Montréal, augmente. Des vitesses moyennes quotidiennes de 20 à 30 km/h du quadrant nord-est sont observées. Les rafales maximales sont plus intenses et atteignent des vitesses maximales quotidiennes d'au moins une cinquantaine de km/h à partir du 8 janvier.»*

Tableau 14

Vitesse moyenne quotidienne des vents et rafales						
Date	Montréal (Dorval) (auto)			Aéroport Saint-Hubert (auto)		
	vent moyens (km/h)	direction dominante	rafale maximale + direction	vent moyens (km/h)	direction dominante	rafale maximale + direction
04/01/98	21	NE	39 w	22	NE	52 NNE
05/01/98	17	NNE	m	17	NNE	m
06/01/98	14	NE	m	9*	NE	m
07/01/98	18	NNE	37 NNE	14*	NNE	39 NNE
08/01/98	26	NNE	54 NNE	24	NE	39 NNE
09/01/98	20	NE	50 NNE	16	NE	52 SW
10/01/98	22	SW	59 W	25	SW	54 WSW

Vitesse moyenne quotidienne (de 01 h00 à 01 h00 HNE), direction dominante des vents vitesse et direction de la rafale maximale enregistrées aux aéroports de Montréal-Dorval, de Saint-Hubert, de Montréal-Mirabel et de Québec du 4 au 10 janvier 1998. L'astérisque indique une valeur qui semble sous-estimée.

## Les exigences normatives

Par ailleurs, selon la norme de référence SN 40.1 d'Hydro-Québec, les charges climatiques normalisées sont les suivantes :

Tableau 15

Charges climatiques normalisées				
Conditions	Zones de charges			
	1		2	
Niveau de fiabilité	Normal	Élevé	Normal	Élevé
Vent horaire à 10 m et -10 °C en (km/h)	110	120	90	110
Pression de référence à 0 °C en (kPa)**	0,57	0,68	0,38	0,57
Glace (mm) à 0 °C	45	55	35	45
Charge combinée				
Glace (mm)	20	25	10	20*
Vent (km/h)	80	85	70	80*
Pression de référence (kPa)	0,30	0,34	0,23	0,30
Température minimale °C	-30 °C		-45 °C	
Vent d'une heure *** (km/h)	75		65	

\* Les valeurs obtenues du tableau 12 donnent 15 mm de glace + 75 km/h de vent.

Cependant, par souci de normalisation et afin de maintenir seulement trois niveaux de charges, nous avons ramené la charge combinée à celle de la zone I.

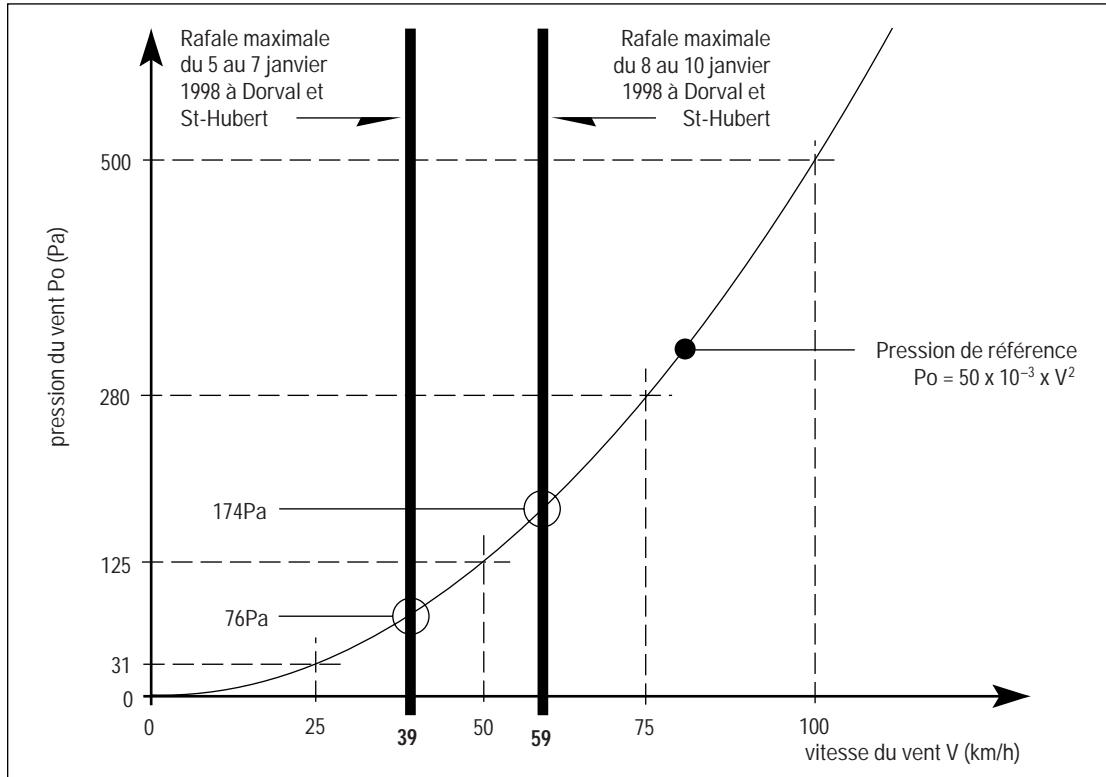
\*\* La conversion de vitesse de vent à pression se fait par l'équation  $p=0,0473 V^2$  et arrondi à 2 décimales.

\*\*\* Si on ne dispose pas de la liste des vitesses horaires on peut approximer la vitesse de 1 heure par la moyenne des maximum annuels. Donc en supposant un coefficient de variation de 14% des vitesses maximales, on doit diviser les vents limites par un facteur de 1,35 (déduit de la loi de Gumbel). Ce vent peut être utilisé pour tous les niveaux de fiabilité et zones climatiques.

## Les charges dues au vent pendant la tempête

Il est important de noter qu'en utilisant l'équation de conversion (avec facteur arrondi) pour la pression de référence, à savoir:  $P_o=50 \times 10^{-3} \times V^2$ , on peut représenter la relation entre la vitesse et la pression, sous forme graphique comme le reflète le diagramme suivant:

Figure 3  
Vitesse et pression du vent



La relation entre la pression du vent et sa vitesse est reprise du Guide de l'utilisateur du Code national du bâtiment. La pression effective est obtenue en multipliant la pression de référence, à laquelle il est fait mention ci-dessus, par des facteurs qui reflètent entre autre l'exposition, l'effet dynamique, et la rugosité de l'objet exposé. Selon Hydro-Québec (SN 40.1, voir figure 9 section 4.2.4.2 et section 4.2.5), l'effet cumulatif de ces facteurs s'établit dans une fourchette variant de 1,5 à 2,6.

### La conclusion

Que l'on se réfère à la vitesse du vent, rapportée par les stations météorologiques de St-Hubert et Dorval (donc des observations macro-climatiques), ou aux pressions de référence que l'on peut en déduire, les charges imposées aux lignes sont demeurées appréciablement en deçà du niveau de référence le moins exigeant de la norme SN-40.1.

## 2.2 Les normes d'Ontario Hydro et les dommages structuraux subis par son réseau

Le réseau de transport d'Ontario Hydro est constitué de lignes de trois niveaux de tension : 500, 230 et 115 kV.

Toutes ses lignes à 500 kV et la plupart de ses lignes à 230 kV sont conçues de manière à résister à trois principales conditions de charges :

- épaisseur radiale équivalente de glace maximum sans vent de 50,8 mm ;
- épaisseur radiale équivalente de glace de 19 mm combinée à 480 Pa de pression de vent ;
- pression de vent maximum sans glace de 1 149 Pa.

Les lignes du réseau de répartition d'Ontario Hydro (une partie des lignes à 230 kV et toutes les lignes à 115 kV) sont conçues en fonction d'un niveau de fiabilité légèrement inférieur aux lignes de transport, selon les trois principaux cas de charges suivants :

- épaisseur radiale équivalente de glace maximum sans vent de 25,4 mm ;
- épaisseur radiale équivalente de glace de 12,7 mm combinée à 385 Pa de pression de vent ;
- pression de vent maximum sans glace de 770 Pa.

Ces critères ont été adoptés à la suite des lourds dommages subis lors de deux importantes tempêtes de verglas, en décembre 1959 et en janvier 1960. Des accumulations de glace (radiales) maximales de l'ordre de 50 mm avaient alors été rapportées.

Pour la tempête de verglas de janvier 1998, le rapport d'Ontario Hydro souligne que les bris de câbles de garde et les déclenchements dus au manque de dégagement électrique entre les conducteurs et les câbles de garde ont été les problèmes les plus importants sur le réseau à 500 kV ; les pylônes eux-mêmes n'ont subi aucun bris structural. Le même problème s'est posé pour les câbles de garde des lignes à 230 kV de la région de Cornwall en provenance du poste St. Lawrence. Ces lignes ont connu plusieurs dommages aux chevalets de câbles de garde ainsi que quelques bris de consoles. Au total, 17 lignes à 115 kV ont été endommagées : cinq d'entre elles étaient sur portiques en bois alors que les autres, sur pylônes en acier, ont subi le même type de dommages que les lignes à 230 kV. Des effondrements complets de pylônes en acier n'ont été observés que sur une vieille ligne (circuit L1MB) construite avant 1950, impliquant toutefois plus d'une centaine de pylônes.

Dans l'ensemble, le réseau de transport d'Ontario Hydro s'est relativement bien comporté et les dommages subis par son réseau de répartition (bris de câbles de garde, bris localisés de chevalets de câble de garde et de consoles) ont pu être réparés assez rapidement.

## 2.3 Les enseignements des événements antérieurs

À partir de l'information fournie par la Direction Expertise et Support Technique de Transport d'Hydro-Québec<sup>55</sup>, une compilation des dommages les plus importants causés par le verglas sur ses lignes dans le passé a pu être faite. Cette compilation, présentée au tableau qui suit, confirme le caractère sans précédent des effets de la tempête de janvier 1998 dans l'histoire d'Hydro-Québec.

Dans la plupart de ces cas, les fortes accumulations de verglas ou de givre de nuage ont été accompagnées de vent moyen.

Hydro-Québec a tiré des enseignements de ces événements, comme en fait foi le rapport final de TransÉnergie. Ainsi, le déploiement de glaciètres et le lancement de travaux de recherche sur le givrage, notamment à l'Université du Québec à Chicoutimi, ainsi que le développement plus récent du système de cueillette de données en temps réel SYGIVRE ont tous été motivés de près ou de loin par ces événements<sup>56</sup>, notamment ceux qui se sont produits avant 1973.

Toutefois, entre 1973 et 1997, pendant une relative accalmie, les dommages structuraux dus au verglas sur les lignes ont été relativement mineurs, cette accalmie n'a pas incité Hydro-Québec à revoir substantiellement ses normes de conception de ligne.

En 1969, près du Mont-Élie, dans le comté de Charlevoix, et en 1973, près de la rivière Pentecôte, au nord de Sept-Îles, le réseau d'Hydro-Québec a connu deux événements climatiques extrêmement sévères qui se sont traduits par l'effondrement en cascade d'une trentaine de pylônes à 735 kV dans les deux cas. Ces incidents, de même que l'effondrement, en 1970, de 111 supports de ligne à 230 et 138 kV dans la province de Terre-Neuve, ont entraîné la modification des critères jusque là utilisés pour la conception des lignes de transport.

Les principales conclusions et les principaux enseignements alors tirés furent les suivants.

- À l'avenir, dans l'établissement d'un projet de ligne de transport, il faudrait prendre en compte les conditions climatiques locales défavorables et, par un choix judicieux du tracé, éviter les zones à risque et cela même au prix d'une augmentation de l'investissement initial.
- À la suite d'épisodes d'importantes accumulations de givre de nuage, dépassant de beaucoup les niveaux de résistance mécanique économiquement envisageables, il a fallu se rendre à l'évidence que, quel que soit le niveau de fiabilité adopté dans la conception des lignes et malgré les précautions prises dans le choix des tracés, il y aurait toujours possibilité que les charges de conception soient dépassées. En plus de dimensionner tous les composants de façon à rencontrer le niveau de fiabilité souhaité, il faudrait donc étudier l'éventualité d'un dépassement de l'intensité de l'événement météo considéré et adopter une approche visant à limiter l'étendue des dommages envisageables. Ainsi, lors de la tempête de verglas de 1969 dans la région du Mont-Élie, le conducteur d'une ligne d'Hydro-Québec s'est avéré le maillon faible de la chaîne et son bris avait induit des charges longitudinales

---

55. Hydro-Québec, *Impacts sur le réseau des tempêtes de verglas passées/lignes*, Direction Expertise et support technique de transport, 25 mai 1998, 2 p.

56. Voir l'évaluation de cet instrument dans «La surveillance du verglas» dans le présent volume, livre 1, chap. 1, sous-chapitre, (section 2.1).

importantes pour lesquelles les supports n'avaient pas été conçus, provoquant des cascades longitudinales. Pour les nouvelles lignes, il s'en est suivi l'adoption d'une séquence préférentielle de défaillance dans l'éventualité d'un dépassement des critères de chargement privilégiant les conducteurs au détriment des pylônes d'alignement<sup>57</sup>. Cependant, dans le cas des effondrements de pylônes dans la région de la Rivière Pentecôte, où les accumulations de givre ont largement excédé la résistance de tous les composants des lignes (on a relevé des accumulations allant de 100 à 230 mm de givre<sup>58</sup>), le résultat d'une telle pratique aurait probablement été une cascade transversale plutôt qu'une cascade longitudinale, l'étendue des dommages étant vraisemblablement la même.

- Il fut aussi décidé de limiter les capacités de transit d'énergie dans un même couloir (trois lignes à 735 kV d'une capacité d'environ 6 000 MW) et d'adopter un maillage du réseau Baie James, au moment de sa planification, de façon à pouvoir circonscrire les pannes éventuelles.
- De plus, les incidents passés ont mis en évidence le fait que l'application du même facteur de pondération sur les charges connues (la masse du support et des câbles) et sur les charges variables (l'accumulation de glace et la pression de vent) ainsi que la prise en compte de cas de charges qui ne correspondaient pas à des événements réellement envisageables n'étaient pas appropriées ni nécessaires.

---

57. De l'avis des spécialistes du Groupe Structures, l'adoption d'une séquence préférentielle de ruine ne constitue pas en soi une « panacée » pour confiner les dommages à quelques supports quelles que soient l'étendue et l'intensité des événements climatiques.

58. Il s'agit de dépôts très importants, même en tenant compte que la densité du givre (0,2 à 0,6 fois celle de l'eau) est moindre que celle de la glace (0,9 fois celle de l'eau).

Tableau 16

<b>Dommages structuraux causés antérieurement au réseau d'Hydro-Québec par des brouillards givrants et des tempêtes de verglas</b>				
<b>Dates</b>	<b>Endroits</b>	<b>Charges climatiques</b>	<b>Composants touchés</b>	<b>Dommages et observations</b>
1956	Gaspésie	Verglas et neige mouillée.	1 ligne 161 kV.	Effondrement de 5 supports Perte de conducteurs.
Février 1961	Région de Montréal	25 à 32 mm de verglas Vent 60-80 km/h.	Lignes 315 et 120 kV.	Perte de câbles de garde et de conducteurs.
Novembre 1969	Charlevoix (Mont-Élie) Région montagneuse élévation 900 m	Givre de nuage 100 à 230 mm Vent 30 km/h.	Circuit n° 7004.	Effondrement de 30 pylônes et perte de conducteurs sur 16 km.
1972	Lévis	Verglas 30 mm.	1 ligne 735 kV en construction.	Dommages non spécifiés.
Avril 1973	Manicouagan- Rivière Pentecôte Région montagneuse élévation 340 m et 480 m	Givre de nuage et verglas (givre lourd) 100 mm sur le conducteur Vent 50 km/h.	2 premières lignes 735 kV et troisième en construction ; n°s 7027, 7028 et 7029.	Effondrement de 30 pylônes.
1973	Québec – Manicouagan	Verglas.	Ligne à 735 kV.	Perte d'un conducteur et rupture d'une chaîne d'ancrage.
5-6 avril 1981	Rivière Pentecôte	Verglas. 42 mm radial sur les conducteurs mesuré d'un côté. Haute altitude (400-1600 pi.). Vent de 40 km/h à 55 km/h.	Ligne à 735 kV n° 7029.	Bris du câble de garde entre les pylônes n°s 143 et 144.
17-18 avril 1982	Corridor RTBJ Lemoyne – Point O	Verglas équivalent de 12 à 14 mm radial sur conducteur Vent 40 km/h.	4e ligne à 735 kV du RTBJ Albanel-Lemoyne en construction.	Dommages aux plaques d'attache des poulies de déroulage des conducteurs sur 9 pylônes à chainette.
Décembre 1983	Montréal Victoriaville Laurentides et Lanaudière	Verglas 30 mm et vent 30 km/h.	Traversée 315 kV Hertel-Viger.	Perte d'un conducteur et rupture d'une chaîne d'ancrage au poste.
1991	Beauharnois	Verglas 25 mm.	Lignes 120 kV.	Galop des conducteurs.
1993	Beauharnois	Neige mouillée 26 à 32 mm.	Lignes 120 kV. en 1991.	Perte de conducteurs due aux dispositifs anti-galop installés
Janvier 1997	Laurentides, Lanaudière, Mauricie et Québec	Verglas 40 mm et vent 40 km/h.	Lignes 120 kV n°s 1145, 1151 et 1407.	Effondrement de 3 supports 120 kV attribué aux effets du galop.
Décembre 1997	Labrador Terrain montagneux : élévation 760 m et plus Saguenay	Givre 30 mm.  Givre 35 mm.	Lignes 735 kV n°s 7051, 7052 et 7053. de garde dans les pinces  Lignes 735 kV n°s 7018 et 7019.	Bris de chevalets de câble de garde et glissement de câbles d'attache.

Par ailleurs, les enseignements des effondrements de pylônes dans Lanaudière, en janvier 1997, n'ont vraisemblablement été tirés qu'en 1998, dans le rapport final de TransÉnergie. Il semble qu'Hydro-Québec ait considéré cet effondrement prévisible et acceptable compte tenu des risques prévus à la conception (pylônes BOC). L'observation d'accumulations de glace importantes (40 mm) combinées à un vent moyen (de l'ordre de 40 km/h) n'avait alors pas incité TransÉnergie à revoir son approche en matière de conception de lignes de transport.

Ainsi, on constate que les événements antérieurs avaient déjà convaincu Hydro-Québec de l'importance du problème du verglas, dès le début des années 70. Toutefois, ils n'avaient pas encore amené Hydro-Québec à déceler les faiblesses que la tempête de verglas de janvier 1998 a mises en évidence dans ses normes et pratiques de conception de ligne.

## SECTION 3

### 3.1 Historique et évolution des approches utilisées

Hydro-Québec exploite des lignes qui ont été construites au cours des soixante-dix dernières années, dont plusieurs acquises lors de la nationalisation en 1964.

Il va sans dire que les approches utilisées dans la conception des lignes ont beaucoup changé depuis ce temps, à un point tel qu'il est difficile d'en suivre l'évolution. En effet, dans le cas de nombreuses structures, même pour des lignes relativement récentes, les seules informations consignées aux dessins d'épures sont les valeurs numériques des charges et les combinaisons considérées pour l'analyse de ces structures. L'identification des conducteurs et des câbles de garde, la portée-vent, la portée-poids, l'angle de ligne et les critères de résistance que les supports devaient avoir sont souvent absents des dessins.

Cependant, en se restreignant généralement à la conception mécanique des composants des lignes, principalement les conducteurs et les supports, il est possible de mieux comprendre les différentes approches utilisées par Hydro-Québec dans la conception de ses lignes.

#### 3.1.1 L'approche déterministe

Avant la conception des premières lignes du réseau de la Baie James, ce sont des variantes d'une approche déterministe, basée sur les exigences de la norme C22.3 n° 1 de l'Association Canadienne de Normalisation (CSA), qui ont été utilisées pour concevoir les lignes d'Hydro-Québec.

Cette norme était inspirée de celle de la *National Electrical Safety Code* (NESC), un organisme de normalisation américain. Dans une publication intitulée *A Guide to Transmission Structure Design Loadings*<sup>59</sup>, on attribue la paternité du cas de charge de 8 livres par pied carré de vent sur les conducteurs et câbles de garde recouverts d'un manchon cylindrique de glace d'une épaisseur de 1/2 pouce, à R.D. Coombs, en 1908. Ce cas de charge est toujours en vigueur dans les normes de la NESC, bien que dans le cas de la cinquième édition de sa publication, en 1941, la pression de vent ait été diminuée à 4 livres par pied carré alors que le facteur de charge sur les charges transversales a été doublé. Les facteurs originaux de charge de 1,27 sur les charges latérales et verticales et de 1,65 sur les charges longitudinales avaient été retenus pour limiter les contraintes de traction à 26 000 et 20 000 psi respectivement pour un acier A7, courant à l'époque, dont la limite élastique était de 33 000 psi. (Cinquante ans plus tard, même si cet acier n'est plus disponible depuis longtemps, ces facteurs de charge sont toujours appliqués.) En général, la tension dans les conducteurs ne devait pas dépasser 50% de sa résistance ultime à la traction. De plus, lors des premières éditions du NESC, une charge longitudinale équivalente à la tension du conducteur, ou du câble de garde, sous 8 livres/pi<sup>2</sup> de vent et 1/2 pouce de glace devait être considérée avec les charges transversales et verticales à au moins un point d'attache des supports d'alignement et à tous les points d'attache des pylônes d'angle.

---

59. FARR et al., *A Guide to Transmission Structure Design Loadings*, Part I, 1963.



Dans cette approche de conception, qui a été en vigueur pendant la première moitié du siècle, les facteurs de charge avaient pour but de pallier le manque de connaissance sur l'intensité des charges et sur la variation de la résistance des composants, dans l'esprit de la conception selon les calculs aux contraintes admissibles.

Les supports des lignes à 735 kV en provenance du complexe Manic-Outardes et de Churchill Falls ont été conçus au cours des années 60, en utilisant la même approche. Dans le cas des deux premières lignes, la tension du conducteur Bersimis fut limitée à 40 % de sa résistance ultime à la traction, soit 14 000 livres. Les supports d'alignement devaient donc résister aux charges transversales et verticales correspondant à 8 livres/pi<sup>2</sup> de vent et 1/2 pouce de glace aux points d'attache des faisceaux de quatre conducteurs ou des câbles de garde et simultanément à une charge longitudinale de 14 000 livres à un point d'attache de conducteur ou de 6 500 livres à un point d'attache de câble de garde. Les dessins d'épure n'établissent toutefois pas clairement les facteurs de sécurité et de pondération des charges considérées.

Pour la troisième ligne à 735 kV, un conducteur Carillon ayant une résistance ultime à la traction de seulement 26 000 livres fut choisi et sa tension limitée à 50 % de sa résistance en traction sous 8 livres/pi<sup>2</sup> de vent et 1/2 pouce de glace, soit 13 000 livres. Une pression de vent de 30 livres/pi<sup>2</sup> sur deux fois l'aire projetée de la face longitudinale d'un pylône de suspension s'appliquait simultanément, de même qu'une charge longitudinale de 13 000 livres à un point d'attache des conducteurs des supports d'alignement. Un facteur de pondération des charges de 1,375, apparemment issu d'un compromis entre des valeurs de 1,25 et 1,5, était appliqué à toutes les charges. En comparaison, la norme CSA C22.3 spécifiait des facteurs de 1,3 sur les charges verticales et 1,25 sur les charges transversales. Dans cette norme, il n'était pas requis de combiner une charge longitudinale à ces charges climatiques de base non plus. En outre, la pression de vent sur le support lui-même n'était que de 1,6 fois la pression sur les câbles sur 1,5 fois l'aire projetée de la face longitudinale du pylône. Par conséquent, les critères de chargement adoptés pour ces lignes étaient plus sévères que le minimum requis par la norme canadienne : c'est en partie ce qui confère à ces supports une résistance à des charges de glace beaucoup plus grande que ne l'indique l'épaisseur radiale qui apparaît dans la norme (1/2"). L'autre élément de marge de résistance importante est la portée-poids, exagérément longue, puisqu'elle est de 3 000 pieds; elle a été adoptée pour la conception des supports par rapport aux portées-poids réelles, en terrain plat, d'environ 1 600 pieds.

### **3.1.2 L'avènement des ordinateurs**

Avant l'avènement des ordinateurs, l'usage de la méthode graphique (crémone) pour l'analyse des supports métalliques rendait laborieuse l'analyse des cas de charges correspondant à divers événements climatiques.

Au début des années 70, la disponibilité de logiciels d'analyse matricielle tels que STRESS ou STRUDL a fait que l'analyse d'une multitude de cas de charges correspondant à des événements climatiques particuliers est devenue rapide et efficace. Il en a résulté l'adoption de la conception des lignes de transport dites «aux états limites» en considérant les effets mécaniques sur les lignes de transport d'événements d'origine climatique correspondant à des situations réalistement envisageables.

### **3.1.3 L'approche probabiliste**

Les premières lignes d'Hydro-Québec à être conçues selon l'approche aux états limites furent les deux premières lignes du réseau Baie James.

Les conditions climatiques considérées dans ce cas furent regroupées en deux zones de charge: la zone nord et la zone sud. Les cas de charges correspondant aux conditions climatiques limites se rapportent aux conditions suivantes:

- Une épaisseur radiale uniforme sur tous les câbles supportés par le pylône et sur la structure, sans vent;
- La combinaison d'une pression de vent sur tous les câbles recouverts d'une épaisseur radiale uniforme de glace et d'une pression correspondante sur la structure recouverte de glace;
- Une pression uniforme de vent sans glace sur les câbles et une pression correspondante sur la structure, sans glace.

Tableau 17

Les conditions limites des deux premières lignes à 735 kV du réseau Baie James						
	Glace seule	Glace et vent		Vent seul		Charge de glace dissymétrique
				Sur conducteur	Sur pylône	
	mm	mm	Pa	Pa	Pa	mm
Zone nord	32	23	190	770	1820	1900
Zone sud	45	32	240	860	2010	3200

Source: Hydro-Québec

En plus des cas de charges de base considérées de façon uniforme et équilibrée dans les plans transversal et longitudinal des supports, s'ajoutent des cas de charges dissymétriques correspondant à un dépôt de glace d'un seul côté du support dans le sens de la ligne ou à des délestages de glace sur une phase alors que les autres sont encore chargées de glace. Puisque ces cas sont considérés comme moins probables que le cas de glace uniforme, ils simulent une épaisseur moindre de glace d'un côté, soit l'épaisseur de glace dissymétrique, en l'occurrence 32 mm pour la zone sud, et l'absence de glace de l'autre, le tout sans vent. Dans d'autres cas de charges, on étudie plus particulièrement les efforts résiduels statiques sous condition d'une phase brisée ou de toutes les phases brisées du même côté du support, sans vent ni glace. Le calcul des charges correspondant à ces hypothèses considère une ligne de transport comme un système interconnecté et interactif d'éléments structuraux et mécaniques; les câbles et les chaînes d'isolateurs ne sont plus seulement des éléments ayant une masse et une surface exposée au vent, mais des éléments structuraux ayant une rigidité dont il faut tenir compte pour établir les charges sur les supports.

Les supports devaient résister à toutes ces charges, multipliées par un facteur de charge de 1,1 pour tenir compte de la variation de la résistance mécanique des supports métalliques due à des erreurs de fabrication ou de construction, sans souffrir de déformation permanente. Les experts<sup>60</sup> avaient suggéré la possibilité de faire abstraction totale des contraintes dans les membrures des supports résultant de ces charges, puisque les nouvelles conceptions étaient toujours validées par un essai pleine grandeur qui permettait d'appliquer les charges de conception et de mesurer les déplacements qui en résultaient. Dans la pratique, ils utilisaient des formules permettant de prédire la résistance des membrures (principalement au flambage) afin de pouvoir passer l'étape des essais vraie grandeur sans difficulté. Leurs formules avaient été établies empiriquement, à la suite de nombreux essais, et ils se gardaient bien de les divulguer à d'autres pour en préserver tout avantage commercial.

60. *Ibid.*

### 3.1.4 L'expérience acquise et les choix techniques

#### Les mâts et pylônes

À la suite d'études comparatives et après avoir constaté la bonne performance des lignes en provenance de Churchill Falls sur le territoire du Labrador, Hydro-Québec a adopté les pylônes haubanés en V pour les pylônes en suspension et les mâts haubanés pour les pylônes en ancrage pour ses deux premières lignes à 735 kV venant de la Baie James. Pour des raisons pratiques, et compte tenu que les données météorologiques correspondant à la zone nord couvraient une période relativement courte, il fut décidé d'adopter les charges de la zone sud sur toute la longueur des deux premières lignes équipées de ces nouveaux supports.

#### Les pylônes de la famille FA

À la fin des années 1970, une nouvelle famille de pylônes de ligne à 735 kV en treillis rigide autoporteur en nappe horizontale a été conçue, essentiellement pour les mêmes critères de chargement que ceux adoptés pour la famille des pylônes haubanés en V de la zone sud. Les facteurs de charge pour les membrures en tension et les connexions y sont réduits de 1,1 à 1,05 pour tenir compte d'une moins grande dispersion de la résistance des membrures en traction et des boulons en cisaillement qu'en flambage des membrures. Les pylônes d'angle fort sont toujours conçus sous condition de phase brisée pour moins que la pleine épaisseur radiale de verglas, soit 35 mm au lieu de 45 mm.

À partir de cette époque, conformément à la loi canadienne relative aux poids et mesures, les pylônes sont désormais conçus en faisant usage du système métrique.

#### Les pylônes de la famille BO

Les pylônes de type classique de la famille BO à 120 kV (biterne) sont conçus pour les mêmes chargements que ceux de la famille FA, sauf que la combinaison vent/glace est majorée à 350 Pa sur des câbles recouverts de 30 mm d'épaisseur radiale de glace. Les pylônes d'angle fort sont conçus sous condition de phase brisée pour l'épaisseur limite de glace uniforme, soit 45 mm. Les cas de charge sont regroupés en cas correspondant au système intact et en cas correspondant au système avarié. Les facteurs de pondération appliqués sur les charges du système avarié sont considérés comme égaux à l'unité. Les charges dérivées sont calculées en considérant un facteur (a) multiplicateur de l'épaisseur de la glace limite de verglas uniforme, ce qui permet de systématiser le calcul des charges. Typiquement, des valeurs de 0,3, 0,5 et 0,7 sont utilisées, dépendant de la probabilité des combinaisons de charges considérées et du relief du terrain où les lignes seront construites. En terrain plat, le facteur de 0,3 est le plus communément utilisé.

#### Les pylônes de la famille EN

En 1982, on conçoit la famille EN de pylônes de type classique à 315 kV (biterne).

Tableau 18

Les cas de charges de base sur les pylônes classiques en des lignes à 315 kV				
	Glace	Glace et vent		Vent sans glace sur conducteur
	mm	mm	Pa	Pa
Zone sud	45	23	670	1 140

Jusqu'alors, les formules attribuées à Boyd avaient été utilisées pour convertir les vitesses de vent en pression. Les formules provenant de la norme CEI 826 étaient maintenant adoptées et conduisaient à des pressions significativement plus élevées. Par contre, Hydro-Québec adoptait une épaisseur radiale uniforme de glace réduite à 23 mm pour le cas de vent et glace combinés.

### Les pylônes de la famille MA

Au milieu de la décennie 80, on concevait la famille de pylônes MA pour la ligne à 450 kV c.c., en utilisant le critère de fiabilité dit «élevé».

Tableau 19

Les cas de charges de base pour les pylônes MA de la ligne à 450 kV c.c.				
	Glace	Glace et vent		Vent sans glace sur conducteur
	mm	mm	Pa	Pa
Zone sud	55	35	690	1 720

### L'installation de câbles de garde à fibres optiques

Au cours des années 90, sur certaines lignes, Hydro-Québec a commencé à remplacer les câbles de garde par des câbles contenant des fibres optiques (CGFO).

L'analyse des pylônes existants a alors été refaite et des renforcements ont été effectués afin de conférer une fiabilité accrue aux lignes en place.

Enfin, la norme SN-40.1 a été proposée de façon provisoire en 1990 et de façon officielle en août 1993.

## 3.2 Les charges climatiques de base utilisées par diverses sources

Une revue des approches utilisées pour les pylônes en acier et les portiques en bois (section 3.4) démontre qu'un grand nombre de valeurs de charges de base ont été employées pour la conception des lignes d'Hydro-Québec depuis 35 ans.

Il est difficile de comparer directement les diverses approches de conception utilisées à partir des valeurs des charges climatiques de base sur les câbles. Une comparaison complète devrait traiter séparément des efforts verticaux, longitudinaux et transversaux, et nécessairement des efforts résultants, sur chaque composant de ligne typique. Toutefois, un examen des charges linéiques (en N/m) appliquées sur les câbles permet de comparer les efforts directement appliqués par les câbles aux points d'attache des pylônes en suspension en condition longitudinale équilibrée : les charges linéiques verticales multipliées par la portée-poids donnent l'effort vertical alors que les charges linéiques transversales, dues à la pression du vent sur l'aire projetée du câble, donnent l'effort horizontal transversal lorsqu'elles sont multipliées par la portée-vent. Dans les conditions topographiques qui s'appliquent ici, les lignes sont pratiquement en terrain plat et la portée-vent d'un pylône type est égale à sa portée-poids. La valeur de la charge linéaire résultante, en plus de permettre de calculer les charges appliquées aux points d'attache par les assemblages de suspension des conducteurs et les angles de balancement des chaînes d'isolateurs, constitue aussi un point de comparaison utile quant à la traction horizontale dans les conducteurs.

Tableau 20

Charges climatiques de base sur les câbles				
	Glace maximum sans vent	Glace et vent combinés		Vent maximum sans glace
	mm	mm	Pa	Pa
CSA C22.3 No.1 (depuis 1970) Chargement lourd	n.s.	12,7	385	770
Ontario Hydro Fiabilité élevée	50,8	19,0	480	1149
Ontario Hydro Fiabilité normale	25,4	12,7	385	770
ASCE Manuel 74 Nord-Est américain	n.s.	56,0	132	825
NESC 1997	n.s.	12,7	192	n.c.
Hydro-Québec Avant 1973	n.s.	12,7	385	n.s.
Hydro-Québec Portiques en bois Zone 2 depuis 1981	28,0	19,0	260	50
Hydro-Québec Famille FF (GV et GM) 1973-76	45,0	32,0	240	860
Hydro-Québec Famille BO 1980-81	45,0	30,0	350	860
Hydro-Québec Famille EN 1982	45,0	23,0	670	1140
Hydro-Québec Famille MA (1985) Fiabilité élevée (cc)	55,0	35,0	690	1720
Hydro-Québec SN-40.1 – Zone 1 Fiabilité normale	45,0	20,0	600	1140
Hydro-Québec SN-40.1 – Zone 2 Fiabilité normale	35,0	10,0	460	770

n.s.: non spécifié

n.c.: non comparé

Note: La désignation de « famille » réfère à un type de pylône particulier utilisé pour la construction d'une ligne: la première lettre identifie la tension de la ligne et la deuxième lettre identifie le type de support.

CSA: Canadian Standards Association

ASCE: American Society of Civil Engineers

NESC: National Electric Safety Code

**Dans la comparaison des diverses charges de conception retenues, on doit envisager que de multiples facteurs de pondération s'appliquent dans différents cas, lesquels varient également selon la source de charge, qu'il s'agisse de glace, de vent ou du poids propre du câble.**

**Afin de faire une comparaison rigoureuse, les spécialistes du Groupe Structures ont considéré tous les cas de charges de base (33 cas au total) sur deux types de câbles différents: le conducteur ACSR de type CONDOR et le câble toronné en acier de 12,1 mm de diamètre**

(1/2 po. nominal) utilisé comme câble de garde sur plusieurs lignes d'Hydro-Québec. La comparaison des charges résultantes peut se faire au niveau des charges non pondérées ou pondérées, les conclusions demeurant pratiquement les mêmes.

Les facteurs de charge utilisés par Hydro-Québec (depuis 1973) et ceux qu'utilise Ontario Hydro ne constituent pas des facteurs de pondération des charges comme tels, mais plutôt l'inverse des facteurs de réduction de résistance au sens de l'approche de conception aux états limites. Les facteurs de charge de la norme CSA C22.3 n° 1 et du NESC sont des facteurs de pondération des charges proprement dits, non divisés par les facteurs de sécurité adoptés pour les calculs des composants aux contraintes admissibles, le cas échéant.

Les critères de conception des lignes à 500 kV d'Ontario Hydro ont été rehaussés à la suite de la tempête de verglas de 1961, laquelle avait causé des dommages très importants. Les lignes de répartition d'Ontario Hydro, par ailleurs, correspondent à la norme CSA C22.3 n° 1 et sont estimées de fiabilité normale. Dans certains états américains, le NESC est la norme qui s'applique. Cependant, il existe un consensus parmi les sociétés d'électricité américaines – tout spécialement pour les zones sujettes au verglas – selon lequel les exigences du NESC s'avèrent insuffisantes pour la conception des lignes à haute tension. C'est une des raisons pour lesquelles le ASCE Manuel 74 a été développé, bien que ce guide, publié en 1991, ait été peu utilisé à ce jour. Dans les faits, la plupart des sociétés d'électricité américaines ajoutent au NESC des exigences plus sévères pour la glace maximum et les cas de charges déséquilibrées longitudinales et torsionnelles.

### 3.2.1 Les charges de glace et de vent combinées

L'examen de diverses combinaisons de charges de glace et de vent a permis de comparer les normes d'Hydro-Québec avec celles généralement appliquées par les principales sociétés d'électricité d'Amérique du Nord.

- Les charges de conception les plus faibles sont celles de la norme Hydro-Québec SN-40.1, en Zone 2<sup>61</sup>, pour le niveau de fiabilité normal: elles sont même inférieures aux exigences de la norme CSA C22.3 n° 1.
- Tous les autres cas considérés correspondent à des charges résultantes supérieures à celles de la norme CSA C22.3 n° 1.
- Selon SN-46.1, les charges de conception des portiques en bois, en zone 2, sont du même ordre que celles utilisées avant 1973 par Hydro-Québec pour les lignes sur pylônes en acier. Par contre, les portiques en bois ne bénéficient pas du facteur de sécurité supplémentaire qui provient d'une sous-utilisation en portée-poids des pylônes en acier. Cette sous-utilisation équivaut à un facteur de pondération supplémentaire des charges verticales de l'ordre de 2 en terrain plat puisque les portées sont construites à 1 600 pi, mais considérées à 3 000 pi dans les calculs.

---

61. Plusieurs des lignes endommagées par le verglas de janvier 1998 se situaient dans cette zone de charge. Par contre, les lignes de transport effondrées étaient pour la plupart conçues en vertu d'autres exigences, compte tenu des familles de pylônes utilisées.

- L'application du facteur de pondération supplémentaire dû à la sous-utilisation en portée-poids dans les charges de conception utilisées par Hydro-Québec avant 1973 produit une charge résultante de 85,1 N/m sur le conducteur CONDOR et 48,7 N/m sur le câble de garde 12,1 mm. Ces charges sont plus élevées que celles prescrites par la norme SN-40.1, pour le niveau de fiabilité normal. C'est à partir de ce calcul qu'Hydro-Québec évalue que les pylônes de suspension des lignes anciennes peuvent résister à des charges de glace radiales équivalentes de 35 mm sans vent sur le conducteur (et environ 30 mm sur le câble de garde).
- Les exigences du NESC correspondent à des charges du même ordre que celles considérées par Hydro-Québec avant 1973.
- Les lignes à 500 kV d'Ontario Hydro (de fiabilité élevée) sont conçues pour des charges combinées inférieures aux lignes modernes à 735 kV d'Hydro-Québec.
- Les charges les plus sévères, et de beaucoup, sont celles de l'ASCE Manuel 74<sup>62</sup>. Pour Hydro-Québec, seules les charges de conception de la famille de pylônes MA<sup>63</sup> (à niveau de fiabilité élevé) s'en approchent.

### 3.2.2 Les charges de glace maximum

En ce qui concerne les charges de glace maximum, la comparaison des normes a permis de faire les constats suivants:

- Toutes les charges de glace maximum excèdent les charges combinées de glace et de vent considérées précédemment, sauf pour la charge combinée prescrite par l'ASCE Manuel 74, la plus sévère de toutes.
- Les charges de glace les plus élevées sont celles d'Hydro-Québec pour les pylônes de la famille MA (norme SN-40.1, de fiabilité élevée, en zone 1), suivies par celles des lignes à 500 kV d'Ontario Hydro.
- La charge de glace maximum de 45 mm d'épaisseur radiale équivalente de la norme SN-40.1, en zone 1 (de fiabilité normale), correspond à une charge résultante de l'ordre de celle de la charge combinée de verglas de 35 mm et de pression de vent de 690 Pa considérée pour la famille de pylônes MA (norme SN-40.1, de fiabilité élevée, en zone 1).

### 3.2.3 Les charges de vent maximum

Dans tous les cas de charges de vent maximum considérés, sauf pour le ASCE Manuel 74, la charge horizontale résultant de l'action du vent sur un conducteur glacé excède ou s'approche de celle causée par le vent maximum. Ainsi, il est peu probable que le cas de vent maximum sur câble nu détermine la conception des composants de ligne du point de vue de la résistance.

---

62. American society of civil Engineers, *Guideline for electrical transmission lines structural loadings*. ASCE Manuals 74, NewYork, 1991. Les critères de l'ASCE Manuel 74 ne sont encore toutefois que rarement utilisés.

63. Seule la ligne à courant continu 450 kV Nicolet – Des Cantons – Nouvelle-Angleterre a été conçue selon ces critères.

Tableau 21

Les charges induites par la glace et le vent combinés												
Identification	Épaisseur radiale équivalente	Pression de vent	Charge glace	Charge verticale	Charge horizontale	Charge totale	Facteur de charge permanente	Facteur glace	Facteur vent pondérée	Charge verticale pondérée	Charge horizontale pondérée	Charge totale
	mm	Pa	N/m	N/m	N/m	N/m			N/m	N/m	N/m	
<b>Type de câble:</b>												
<b>CONDOR, diamètre 27,8 mm, poids 14,93 N/m</b>												
HQ SN-40.1 Z2	10,0	460	10,5	25,4	22,0	33,6	1,10	1,10	1,1	27,9	24,2	37,0
CSA C22.3 No. 1	12,7	385	14,3	29,2	20,5	35,7	1,10	1,15	1,15	32,8	23,6	40,4
HQ Bois Z2	19,0	260	24,6	39,6	17,1	43,1	1,05	1,10	1,1	42,8	18,8	46,7
HQ avant 1973	12,7	385	14,3	29,2	20,5	35,7	1,37	1,37	1,375	40,1	28,2	49,0
NESC 1997	12,7	192	14,3	29,2	10,2	30,9	1,50	1,50	2,5	43,8	25,6	50,7
OH fiabilité élevée	19,0	480	24,6	39,6	31,6	50,6	1,00	1,00	1,1	39,6	34,7	52,7
HQ SN-40.1 Z1	20,0	600	26,5	41,4	40,7	58,1	1,10	1,10	1,1	45,6	44,7	63,9
HQ famille EN	23,0	670	32,4	47,3	49,4	68,4	1,10	1,10	1,1	52,0	54,4	75,3
HQ famille BO	30,0	350	48,0	63,0	30,7	70,1	1,10	1,10	1,1	69,3	33,8	77,1
HQ famille FF	32,0	240	53,0	68,0	22,0	71,4	1,10	1,10	1,1	74,7	24,2	78,6
HQ famille MA	35,0	690	60,9	75,8	67,5	101,5	1,10	1,10	1,1	83,4	74,2	111,7
ASCE Manuel 74	56,0	132	130,0	145,0	18,5	146,1	1,20	1,20	1	174,0	18,5	174,9
<b>Type de câble:</b>												
<b>Câble en acier, diamètre 12,1 mm, poids 7,44 N/m</b>												
HQ SN-40.1 Z2	10,0	460	6,1	13,6	14,8	20,1	1,10	1,10	1,1	14,9	16,2	22,1
CSA C22.3 No. 1	12,7	385	8,7	16,2	14,4	21,7	1,10	1,15	1,15	18,2	16,6	24,7
HQ Bois Z2	19,0	260	16,4	23,8	13,0	27,1	1,05	1,10	1,1	25,8	14,3	29,5
HQ avant 1973	12,7	385	8,7	16,2	14,4	21,7	1,37	1,37	1,375	22,2	19,9	29,8
NESC 1997	12,7	192	8,7	16,2	7,2	17,7	1,50	1,50	2,5	24,3	18,0	30,2
OH fiabilité élevée	19,0	480	16,4	23,8	24,0	33,8	1,00	1,00	1,1	23,8	26,5	35,6
HQ SN-40.1 Z1	20,0	600	17,8	25,2	31,3	40,2	1,10	1,10	1,1	27,8	34,4	44,2
HQ famille EN	23,0	670	22,4	29,8	38,9	49,0	1,10	1,10	1,1	32,8	42,8	53,9
HQ famille BO	30,0	350	35,0	42,4	25,2	49,4	1,10	1,10	1,1	46,7	27,8	54,3
HQ famille FF	32,0	240	39,1	46,5	18,3	50,0	1,10	1,10	1,1	51,2	20,1	55,0
HQ famille MA	35,0	690	45,7	53,1	56,6	77,7	1,10	1,10	1,1	58,4	62,3	85,4
ASCE Manuel 74	56,0	132	105,7	113,1	16,4	114,3	1,20	1,20	1	135,7	16,4	136,7



Tableau 22

<b>Les charges de glace maximum sans vent</b>						
<b>Identification</b>	<b>Épaisseur radiale équivalente</b>	<b>Charge de glace</b>	<b>Charge verticale</b>	<b>Facteur de charge permanente</b>	<b>Facteur glace</b>	<b>Charge verticale pondérée</b>
	<b>mm</b>	<b>N/m</b>	<b>N/m</b>	<b>N/m</b>		
<b>Type de câble : CONDOR, diamètre 27,8 mm, poids 14,93 N/m</b>						
HQ Bois Z2	28,0	43,3	58,2	1,05	1,10	63,3
HQ SN-40.1 Z2	35,0	60,9	75,8	1,10	1,10	83,4
HQ SN-40.1 Z1	45,0	90,8	105,7	1,10	1,10	116,3
OH fiabilité élevée	50,8	110,6	125,6	1,00	10	125,6
HQ famille MA	55,0	126,2	141,1	1,10	1,10	155,2
<b>Type de câble : Câble en acier, diamètre 12,1 mm, poids 7,44 N/m</b>						
HQ Bois Z2	28,0	31,1	38,6	1,05	1,10	42,0
HQ SN-40.1 Z2	35,0	45,7	53,1	1,10	1,10	58,4
HQ SN-40.1 Z1	45,0	71,2	78,6	1,10	1,10	86,5
OH fiabilité élevée	50,8	88,5	96,0	1,00	1,00	96,0
HQ famille MA	55,0	102,3	109,7	1,10	1,10	120,7

Tableau 23

Les charges de vent maximum sans glace								
Identification	Pression du vent	Charge horizontale	Charge totale	Facteur de charge permanente	Facteur vent	Charge verticale pondérée	Charge horizontale pondérée	Charge totale pondérée
	Pa	N/m	N/m			N/m	N/m	N/m
<b>Type de câble:</b>								
<b>CONDOR, diamètre 27,8 mm, poids 14,93 N/m</b>								
HQ Bois Z2	500	13,9	20,4	1,05	1,1	15,7	15,3	21,9
HQ SN-40.1 Z2	770	21,4	26,1	1,10	1	16,4	21,4	27,0
ASCE Manuel 74	825	22,9	27,4	1,20	1	17,9	22,9	29,1
CSA C22.3 No. 1	770	21,4	26,1	1,10	1,15	16,4	24,6	29,6
HQ famille BO	860	23,9	28,2	1,10	1,1	16,4	26,3	31,0
HQ famille FF	860	23,9	28,2	1,10	1,1	16,4	26,3	31,0
OH fiabilité élevée	1149	31,9	35,3	1,00	1,1	14,9	35,1	38,2
HQ SN-40.1 Z1	1140	31,7	35,0	1,10	1,1	16,4	34,9	38,5
HQ famille EN	1140	31,7	35,0	1,10	1,1	16,4	34,9	38,5
HQ famille MA	1720	47,8	50,1	1,10	1,1	16,4	52,6	55,1
<b>Type de câble:</b>								
<b>Câble en acier, diamètre 12,1 mm, poids 7,44 N/m</b>								
HQ Bois Z2	500	6,1	9,6	1,05	1,1	7,8	6,7	10,3
HQ SN-40.1 Z2	770	9,3	11,9	1,10	1,1	8,2	10,2	13,1
ASCE Manuel 74	825	10,0	12,5	1,20	1	8,9	10,0	13,4
CSA C22.3 No. 1	770	9,3	11,9	1,10	1,15	8,2	10,7	13,5
HQ famille FF	860	10,4	12,8	1,10	1,1	8,2	11,4	14,1
HQ famille BO	860	10,4	12,8	1,10	1,1	8,2	11,4	14,1
OH fiabilité élevée	1149	13,9	15,8	1,00	1,1	7,4	15,3	17,0
HQ SN-40.1 Z1	1140	13,8	15,7	1,10	1,1	8,2	15,2	17,2
HQ famille EN	1140	13,8	15,7	1,10	1,1	8,2	15,2	17,2
HQ famille MA	1720	20,8	22,1	1,10	1,1	8,2	22,9	24,3

### 3.3 L'approche actuelle et les séquences de défaillance anticipées

La conception des structures est actuellement faite selon le modèle classique qui consiste à déterminer une série de cas de charges statiques, représentant les types de chargements critiques, et à les comparer à la résistance de la charpente suivant une analyse élastique.

Dans la plupart des cas, les pylônes autoporteurs sont analysés linéairement alors que pour les pylônes haubanés, on tient compte des non-linéarités géométriques. Les calculs sont faits pour les états limites, tels que définis par la norme SN-40.1. Ceci correspond à la pratique courante pour ce type de calculs et pour toutes les structures, sauf en l'absence de facteurs de pondération de charges et de résistance dans le cas des pylônes de lignes électriques.

La norme SN-40.1<sup>64</sup> traite également du concept de robustesse et de la séquence de défaillance. Elle énonce une approche déductive, conduisant à la constatation que l'élément le plus faible devrait être le pylône d'alignement. Il y est aussi question de « pylônes anti-cascade », qui devraient être installés, de façon générale, à tous les 10 pylônes d'alignement afin de limiter l'étendue des dommages. Ce principe découle du fait que, dans le cas de longues lignes droites, en terrain plat, certains événements climatiques peuvent causer des effondrements en cascade, comme ceux qui se sont d'ailleurs produits en Montérégie, en janvier 1998<sup>65</sup>.

La norme traite aussi de cas de charges représentatives de conditions critiques. La formulation purement qualitative de certains de ces articles<sup>66</sup> ou très simplifiée<sup>67</sup> empêche d'établir une relation concluante entre les séquences de défaillance anticipées<sup>68</sup>, les calculs de conception et l'examen de cas concrets.

Néanmoins, certaines observations peuvent cependant être faites en se référant à l'ensemble des lignes, anciennes et récentes, touchées par la tempête de verglas de 1998. Ainsi, pour les anciennes lignes, ce n'est pas la séquence d'effondrement telle qu'anticipée par la nouvelle norme qui s'est produite dans la plupart des cas; les observations confirment plutôt que ce sont le plus souvent les accessoires d'ancrage ou les câbles eux-mêmes (conducteurs, câbles de garde) qui, par leur rupture, ont déclenché l'effondrement partiel ou complet des lignes. De façon générale, il semble que les effondrements de pylônes en cascade se soient produits sous des charges de glace maximum moins élevées que celles prévues par la norme, à la suite d'effets non prévus par celle-ci, comme la présence d'un vent moyen en combinaison avec la glace limite, des effets dynamiques (galop, chocs de rupture circulant dans le système, etc.) ou des défaillances (fatigue, dégradation, faiblesse imprévue, etc.) provoquant une rupture prématurée. De plus, les nombreux bris de câbles de garde qui se sont produits n'ont pas tous conduit à l'effondrement de pylônes, en raison de leur position moins excentrique et de leur calibre inférieur à celui des conducteurs. Dans la plupart des cas, l'effondrement des pylônes a suivi des bris de phases ou de leurs chaînes d'ancrage, provoqués par des charges appliquées de façon dissymétrique dont les effets se sont ajoutés à ceux des charges de glace proches des charges limites.

Plusieurs cas de charges dissymétriques se rapportent à des membrures diagonales et horizontales, dans la partie supérieure du pylône, ainsi qu'à des consoles et des chevalets de

---

64. Hydro-Québec, *Critères de conception des lignes de transport et répartition d'Hydro-Québec, norme SN-40.1*, août 1993, chapitre 3.2.

65. Quoique le principe des structures anti-cascade fasse aujourd'hui partie de la norme, des pylônes anti-cascade n'avaient pas été installés sur les lignes existantes.

66. Hydro-Québec *op. cit.*, note 64, notamment les articles 6.6.5 et 6.7.

67. *Ibid.*, comme les tableaux 33 et 34.

68. *Ibid.*, article 3.2.3: pylônes d'alignement en tant qu'éléments les plus faibles, etc.

câbles de garde. À maintes occasions, le chevalet a effectivement servi d'élément protecteur, sauvegardant la partie principale des pylônes et peut-être même toute la ligne. Plusieurs chevalets ont été sévèrement tordus et fléchis, sans toutefois s'effondrer au sol. Ce phénomène suggère qu'il s'agit là d'un élément possédant une deuxième marge de résistance lorsqu'il est endommagé; il correspond donc à ce que peut être un élément protecteur « fusible » qui, au prix de sa déformation, semble amortir les effets de charges pouvant autrement mener à des bris plus importants. (Le remplacement d'un chevalet est certainement préférable à celui d'un pylône entier ou d'une série de pylônes.) Il reste à confirmer, par des analyses et des expériences, si ce phénomène peut être exploité plus systématiquement, de manière à conduire à l'introduction d'un élément destiné à renforcer la robustesse de toutes les structures.

Pour certaines lignes relativement récentes (ex. : circuits 1180/1181/1188 et 2319/2324), construites selon la nouvelle norme, les bris ont aussi parfois été très importants.

### 3.3.1 Les niveaux de fiabilité et de robustesse

La norme SN-40.1 mentionne trois méthodes pour calibrer la fiabilité d'une ligne.

La première correspond à la période de récurrence des charges extrêmes, déterminées à partir de relevés statistiques. Les deux autres méthodes correspondent aux connaissances acquises à partir des lignes existantes et à des considérations technico-économiques: « *Les niveaux de fiabilité peuvent aussi être choisis soit par calibrage avec des lignes existantes ayant une longue histoire de performance satisfaisante, soit par optimisation économique*<sup>69</sup> ».

La fiabilité énoncée en premier découle directement de la probabilité des charges climatiques, combinée à un facteur de résistance pour les « éléments déclencheurs<sup>70</sup> », identifiée par le symbole « R »; à une valeur de 10 % de ce facteur correspond la résistance à laquelle se brisent 10 % des échantillons soumis à l'essai de charge.

Par comparaison, les niveaux de fiabilité<sup>71</sup> stipulés pour les lignes électriques et la fiabilité visée dans le domaine des bâtiments et des ponts diffèrent considérablement.

- Lignes électriques :  $10^{-2}$  à  $10^{-3}$
- Bâtiments et ponts :  $> 10^{-6}$

La différence s'explique, d'après les auteurs de la norme, par le fait que les bris de lignes n'entraînent généralement pas autant de risques, principalement au chapitre des pertes de vie.

Ces niveaux de fiabilité sont toutefois théoriques et ne constituent d'une certaine manière que des « cibles » à atteindre; ils sont basés sur des résultats d'études scientifiques portant sur un ensemble limité de mesures climatologiques ou sur des essais restreints de pièces ou de matériaux. Dans l'industrie du bâtiment et des ouvrages de génie, il est connu que les fiabilités cibles définies de cette façon ne sont jamais atteintes, et ce, par plusieurs ordres de

---

69. *Ibid.*, article 3.3.4, tableau II.

70. *Ibid.*, article 3.3.3.

71. La fiabilité d'une structure ou d'un ouvrage peut être indiquée en terme de probabilité de résistance ou de fonctionnement sans défaillance, dans des conditions spécifiées et pendant une période de temps déterminée. Une probabilité de  $10^{-6}$  correspond à la possibilité d'un événement catastrophique par million d'années.

grandeur. On peut donc supposer que la fiabilité réelle des lignes électriques diffère également de celle « suggérée » par la norme.

Actuellement, il n'existe pas d'expression quantitative, similaire au niveau de fiabilité, pour représenter la robustesse structurale. Malgré l'importance de cette notion, elle reste mal définie et peu souvent traitée dans la littérature scientifique. Dans la partie « philosophique » de la norme, certains principes sont énoncés d'une façon générale et les conclusions portent sur une séquence de défaillance « souhaitable », les pylônes d'alignement étant les éléments les plus faibles du système.

Conformément à la norme actuelle, la fiabilité d'une ligne est uniquement fonction de la probabilité de défaillance d'au moins un de ses éléments<sup>72</sup>. L'étendue des dommages n'est pas considérée de façon quantitative. Or, les événements récents ont démontré qu'il s'agit d'un paramètre de première importance : il régit à la fois les coûts et les délais de remise en fonction d'une ligne, ce qui justifierait que les études technico-économiques prennent en considération à la fois les aspects de fiabilité et de robustesse structurale.

### 3.3.2 Les circonstances propices à des effondrements de grande ampleur

Plusieurs circonstances propices à des effondrements de grande ampleur devraient être examinés dans l'évaluation des lignes existantes ou projetées.

- L'étendue territoriale d'une situation de chargement critique (le poids du verglas par exemple).
- L'uniformité géométrique du tracé et de la répartition des supports (longues portées rectilignes sans pylônes d'angle en ancrage).
- L'absence de points forts (pylônes anti-cascade).
- L'absence d'éléments d'absorption d'énergie.
- L'absence d'éléments « fusibles » aux points critiques.
- La faiblesse relative d'éléments dont la rupture risque de libérer une grande quantité d'énergie (éléments d'ancrage, conducteurs) ou d'appliquer des forces fortement excentriques sur les pylônes.
- La présence de pylônes relativement fragiles, c'est-à-dire ayant peu de ductilité et des modes de rupture « catastrophiques<sup>73</sup> ».

Certaines mesures propres à limiter l'étendue des dommages peuvent être envisagées.

- L'augmentation générale de la résistance des éléments structuraux.
- L'élimination des points de faiblesse non voulus (par une inspection axée sur les éléments critiques).
- L'établissement d'une hiérarchie de rupture prévisible et efficace, conçue pour minimiser l'étendue des dommages.

---

72. Hydro-Québec, *op. cit.*, note 64, article 3.2.3.

73. Les pylônes en treillis font généralement partie de cette classe car leur résistance est contrôlée soit par le flambement de membrures relativement élancées ou par des membrures en traction affaiblies par des trous de boulons.

- Le déglçage thermique des câbles pour prévenir la formation de verglas.
- Le déglçage mécanique lorsque l'accumulation de glace devient critique.

### 3.3.3 Les aspects technico-économiques

L'évaluation économique, par des études paramétriques de nature technique, doit être basée sur des données découlant, entre autres, des scénarios de défaillance prévus selon les variantes de conception.

Dans les cas relevés dans la norme SN-40.<sup>174</sup> pour illustrer les méthodes d'évaluation économique utilisées par Hydro Québec, la défaillance complète d'une ligne surchargée au-delà des charges prévues correspond à l'hypothèse de base, soit celle qui correspond à la séquence de défaillance où les pylônes d'alignement constituent les éléments les plus faibles. Le coût total, calculé en faisant varier uniquement la période de récurrence d'un événement climatique extrême, est établi en tenant compte des événements climatiques de façon déterministe, sans égard à l'incertitude et à la grande variabilité des données correspondantes.

Les décisions prises par Hydro-Québec relativement aux charges de conception sont donc basées sur des calculs précis, cependant élaborés à partir de données très imprécises. En effet, il est très difficile d'évaluer la période de récurrence d'une tempête de verglas comme celle de janvier 1998 et la charge réellement imposée aux lignes lors d'un événement semblable.

Dans le calcul type, les écarts de coûts qui découlent d'une telle analyse technico-économique sont estimés à environ 8 %, en considérant une période de récurrence variant entre 20 et 700 ans pour les événements climatiques extrêmes. De l'avis des spécialistes du Groupes Structures, de tels calculs ne sont pas concluants et il y a lieu de s'interroger sur l'opportunité des décisions prises sur cette base.

Pour les charges découlant de sources climatiques, la relative rareté des valeurs extrêmes suggère qu'il faille attendre une ou peut-être deux fois la période de récurrence de l'événement cible, c'est-à-dire de 50 à 500 ans<sup>75</sup> pour obtenir confirmation de son efficacité. Des études théoriques sur les distributions de valeurs extrêmes (distributions: Gumbel, valeurs extrêmes à 2 ou 3 paramètres, etc.) ont permis d'élaborer des hypothèses sur le comportement des phénomènes climatiques au-delà des périodes de relevés. Cependant, le débat scientifique sur le type de distribution à retenir pour ces extrapolations est en cours et il demeure entier.

Le problème qui se pose est classique dans le domaine de l'optimisation de la conception des structures: on peut trouver que dans une fourchette assez large de variations d'un paramètre, la variation correspondante d'une fonction d'utilité – le coût total capitalisé, par exemple – s'avère minime, à savoir moindre que l'imprécision des hypothèses de base. La conclusion que l'on doit en tirer est que les paramètres utilisés dans l'analyse ne sont que de faible importance et ils ne justifient pas la décision, eu égard aux niveaux d'incertitude des calculs. Habituellement, dans de tels cas, d'autres paramètres sont considérés.

À titre d'exemple, dans le domaine du bâtiment, pour une dalle, il faut déterminer l'épaisseur visée; toute augmentation de son épaisseur entraînera des coûts plus élevés, tant pour les quantités de béton que pour les éléments structuraux du bâtiment. Dans l'ensemble,

---

74. Hydro-Québec, *op. cit.*, note 64, annexe D.

75. *Ibid.*, article 3.3.5.

les variations de coût reliées à diverses épaisseurs sont minimales par rapport aux incertitudes découlant d'autres facteurs comme les variations de coût des matériaux, par exemple. L'optimisation des coûts en fonction de l'épaisseur de la dalle ne constitue pas une approche adéquate sur laquelle une décision valable pourrait être basée. Il convient alors d'introduire d'autres considérations comme des critères de vibration, de flèches, d'acoustique, etc., soit des considérations dont découlera la qualité du bâtiment et qui ne se prêtent toutefois pas aussi facilement à une évaluation monétaire.

Dans le cas de lignes électriques, de telles considérations correspondent à des notions comme celle de la préservation de la qualité de vie et d'un niveau de sécurité adéquat, par exemple. De telles considérations pourraient signifier la mise en place de systèmes structurellement plus robustes exigeant des charges et des résistances de conception plus élevées, basés sur une période de récurrence plus longue ou une plus grande robustesse structurale. Une véritable analyse du risque doit inclure tous les critères importants, même ceux qui ne se prêtent pas à un calcul numérique.

### 3.3.4 La norme d'Hydro-Québec est-elle adéquate?

À la suite des événements de janvier 1998, se pose la question de l'adéquation des méthodes de conception structurale, de construction et d'opération courante ou passée d'Hydro-Québec.

La reconstruction des lignes endommagées lors du verglas en Montérégie implique des exigences plus élevées de la part d'Hydro-Québec, mais la conception des lignes reste régie par la norme SN-40.1 à la base.

Conformément à cette norme, les calculs structuraux déterminent des valeurs de résistance minimale des composants d'une ligne. Il est difficile de voir comment une divergence systématique ou fréquente entre les calculs et les prescriptions de la norme aurait pu échapper à l'attention de tous ceux qui participent à la conception d'une ligne. Il est donc raisonnable de supposer que ces calculs sont généralement conformes aux prescriptions de la norme. Il est tout aussi difficile d'imaginer des non-conformités importantes et systématiques dans la préparation des documents d'exécution, dans la fabrication, l'installation et l'opération des lignes qui auraient affecté une multitude de composants, au point d'entraîner un affaiblissement général et imprévu de l'ensemble. Or, l'objectif d'une norme est certainement d'anticiper les divergences de nature courantes qui restent difficiles, voire impossibles, à éviter.

Les normes modernes régissant la conception des structures sont basées sur la théorie probabiliste qui admet une variation des paramètres selon des lois de distribution probabiliste raisonnables (distributions « normale », « log-normale », « Gumbel », « valeur extrême », etc.).

Le format, maintenant classique, qui exprime ceci d'une façon très simplifiée pour utilisation courante dans les calculs est celui de l'inégalité des paramètres de sécurité :

$$\text{Facteur de majoration} \times \text{Sollicitation} < \text{Facteur de réduction (de tenue)} \times \text{Résistance nominale}$$

La définition précise des valeurs de ces quatre paramètres, en termes qualitatif et quantitatif, peut varier selon les cas (normes locales, domaine d'application, matériaux, exigences de sécurité, etc.).

La norme d'Hydro-Québec utilise une série de valeurs déterministes qui se veulent représentatives des charges extrêmes, calculées selon des principes probabilistes, sur la base des connaissances actuelles des phénomènes météorologiques. Des facteurs de « majoration » en découlent, même si ces connaissances sont encore très imprécises.

La résistance est exprimée par les contraintes limites des matériaux (par exemple, la limite élastique de l'acier) avec un facteur ou coefficient de tenue,  $\phi$ , de 0,9. La variation de la portée (portée-poids, portée-vent) est introduite comme marge ou réserve de résistance alors que, dans presque tous les cas, elle est inférieure à la portée limite de conception. Dans les faits, il y aura toujours un élément dont les portées s'approcheront de la limite et un événement de grande envergure le trouvera comme point faible. Si le sort d'une ligne découle de la résistance de l'élément le plus faible – lorsqu'elle est composée selon la topologie d'une chaîne, ou presque – la probabilité de sa défaillance rejoint celle de cet élément. On ne peut donc pas parler de réserve ou de marge de fiabilité générale.

Au cours du développement des méthodes probabilistes de conception des structures, l'existence d'une divergence entre l'évaluation théorique et la réalité est rapidement devenue évidente. La sécurité, c'est-à-dire la fiabilité des ouvrages, reste un facteur qui peut être déterminé à partir de connaissances statistiques de certains paramètres (charges, dimensions, résistance des matériaux, etc.) résultant de relevés scientifiques sur le terrain (charges provenant de phénomènes climatiques) ou en laboratoire. Il existe cependant un problème de modélisation entre la réalité observée et les résultats théoriques obtenus dans les bureaux d'études, les universités et les laboratoires. Un exemple probant est celui des centrales nucléaires. Les règlements et les normes stipulent des niveaux de fiabilité correspondant à des probabilités de défaillance «cibles» de l'ordre de  $10^{-6}$  à  $10^{-8}$ . La réalité ne correspond pas à ces chiffres: sur quelque 500 centrales nucléaires en existence dans le monde, au moins trois se sont complètement autodétruites accidentellement, ce qui donne une fréquence effective d'environ  $10^{-2}$ , soit plusieurs ordres de grandeur supérieurs aux cibles théoriques.

En général, il est relativement facile d'identifier de façon qualitative les raisons de cette divergence entre la théorie et la réalité. Elles tiennent à l'effet d'influences diverses ignorées dans l'approche théorique. Le facteur humain<sup>76</sup> entre autres est reconnu comme l'un des principaux facteurs de ce point de vue. Il peut se manifester à tous les stades de la réalisation des ouvrages, à partir même des fondements des principes de leur conception jusqu'à la fin de leur existence, par leur recyclage ou leur démantèlement. Il demeure cependant difficile de cerner et de quantifier la source et les conséquences des erreurs humaines, justement parce qu'elles peuvent prendre des formes diverses et se manifester à tout moment. L'étude des catastrophes structurales survenues au cours des dernières décennies a prouvé, hors de tout doute, que l'erreur humaine est à l'origine de la majorité des défaillances des ouvrages structuraux; elle est la principale source des divergences entre les prévisions théoriques (probabilistes) et la réalité.

D'autres facteurs contribuent également à réduire la marge de sécurité réelle, sans que l'erreur humaine n'y soit toutefois directement impliquée, si ce n'est par des omissions dans les considérations et les calculs de conception des ouvrages. Il s'agit d'une série de facteurs et de circonstances qui peuvent modifier l'une ou l'autre des composantes de l'inégalité des paramètres de sécurité, soit la modélisation de l'effet des charges appliquées ou de la résistance disponible. Dans le premier cas, on peut penser au caractère dynamique de l'effet de certaines charges – qui n'est, de toute évidence, pas considéré dans la pratique courante de la conception structurale des lignes électriques – ou à la configuration des charges (poids de glace/vent) qui peut varier considérablement par rapport aux cas prévus par la norme et créer des sollicitations dépassant les valeurs calculées<sup>77</sup>.

---

76. Ici employé en relation avec des erreurs humaines ou des omissions, tant en matière de conception que de mise en œuvre, qui peuvent avoir des conséquences sur la durabilité et la fiabilité des lignes.

77. C'est le cas en particulier des charges déséquilibrées et de provenances diverses imposées aux pylônes.



## La nécessité de réviser la norme

Dans le cas des bris de pylônes provoqués par la tempête de verglas de 1998, on estime que plusieurs lignes se sont effondrées à la suite des sollicitations combinées du poids de la glace et du vent : les lignes dont l'orientation les plaçait à angle par rapport aux vents dominants lors de la tempête ont beaucoup plus souffert que celles dont l'orientation y était parallèle. De l'avis des spécialistes du Groupe Structures, ce cas de charge problématique, reconnu par TransÉnergie dans son rapport final, n'est pas traité avec suffisamment de rigueur dans la norme SN-40.1.

De plus, cette norme traite le vent et la glace de façon indépendante, ce qui ne correspondrait pas à la réalité lorsque la glace persiste pendant quelque temps après son dépôt, exposant ainsi les lignes à des vents qui y ajoutent de nouvelles charges. Les études des spécialistes de la Commission ont démontré que des vents importants sont généralement associés au phénomène du verglas ; cette constatation confirme qu'il est erroné de traiter ces charges indépendamment.

La résistance réelle des composants peut également être inférieure à la valeur calculée, soit en raison d'effets considérés comme secondaires, comme des défauts de matériau, la présence de brins ou de torons endommagés dans les câbles au droit des accessoires d'attache (pincés, manchons) ou d'accessoires détériorés (entretoises, isolateurs, ancrages, amortisseurs, etc.), soit en raison de la dégradation causée par la fatigue, l'abrasion, les effets thermoélectriques, etc.

La norme devrait-elle spécifiquement tenir compte des effets moins prévisibles mais pouvant avoir de lourdes conséquences, en élevant, par exemple, les marges de sécurité, notamment en augmentant les facteurs de majoration des charges ou en diminuant celles de réduction de résistance ? L'expérience acquise lors de l'utilisation d'autres normes de conception structurale (bâtiments, ponts, réacteurs nucléaires, plates-formes de forage, pipelines), depuis l'origine des principes probabilistes, incite à aller dans ce sens. Toutes les prescriptions de conception touchant la sécurité structurale comprennent un facteur de « calibration » dont la valeur se situe, selon le cas, entre 1,1 et 1,5. L'histoire du génie civil compte plusieurs cas où une stricte adhésion aux principes probabilistes (l'omission de cette calibration) a conduit à une fréquence inacceptable d'accidents, phénomène qui a d'ailleurs mené à une augmentation des marges de sécurité.

En effet, l'histoire des normes régissant la conception structurale débute avec la rédaction de quelques règles de l'art, largement empiriques puisqu'elles avaient été acquises lors de constructions diverses qui avaient ainsi servi de champ expérimental. Les contraintes dites « admissibles » utilisées précédemment dans les calculs constituaient la manière classique de représenter la relation entre les caractéristiques mécaniques nominales et le comportement réel d'un ouvrage. La marge de sécurité impliquée dans les valeurs des contraintes admissibles a été modifiée peu à peu pour refléter l'expérience réelle ; ce cheminement a conduit à l'adoption de règles menant à des taux de rupture acceptables et qui comprennent, par le fait même, une compensation pour des effets imprévus, incluant ceux liés à l'erreur humaine.

La rationalisation de la sécurité structurale par la théorie probabiliste a conduit à une compréhension approfondie du comportement des ouvrages dans leur environnement ainsi qu'à un traitement plus homogène des différents types de structure. Mais, malgré tous les raffinements mathématiques et expérimentaux des dernières décennies, cette approche comporte encore des lacunes importantes.

- Elle ne peut expliquer la relation quantitative entre les données probabilistes (variations statistiques et aléatoires des paramètres de conception) et la marge de sécurité nécessaire pour conduire à des fréquences de rupture acceptables.
- Elle ne répond pas aux questions touchant l'intégrité (robustesse) structurale, à savoir les modes et les conséquences d'une rupture.

Même encore aujourd'hui, on tente de combler la première lacune par une augmentation tacite de la marge de sécurité réelle qui dépasse les prescriptions de la théorie probabiliste, sous forme d'une « calibration » plus ou moins empirique.

La seconde lacune reste entière: la robustesse des systèmes structuraux n'a jamais été étudiée de manière formelle, sauf pour certaines tentatives isolées, à la suite de catastrophes spectaculaires dans des bâtiments<sup>78</sup>. Or, de l'avis du Groupe Structures, c'est le manque de robustesse structurale qui a le plus affecté les lignes aériennes du réseau de transport d'Hydro Québec lors de la tempête de verglas de janvier 1998.

La norme SN-40.1 et d'autres normes du même type, comme celle de la Commission électrotechnique internationale (CEI), comportent des considérations étoffées sur cet aspect primordial du comportement structural. Elle aboutit cependant à des conclusions qui ne le sont pas autant. En effet, elle préconise que ce sont d'abord les pylônes d'alignement puis les pylônes d'angle qu'il faut sacrifier en premier<sup>79</sup>. Or, les pylônes constituent les éléments dont le remplacement demeure le plus laborieux et le plus coûteux. De plus, l'effondrement d'un pylône, surtout s'il se propage en cascade, affecte sévèrement les autres composants (quincaillerie, conducteurs), à l'exception peut-être des fondations. Les événements de janvier 1998 ont démontré que cette approche est inadéquate puisque plus de 600 pylônes en acier et près de 2 500 portiques en bois ont été détruits, démontrant les conséquences que peut avoir le principe de défaillance « préférentielle ». De l'avis des spécialistes de la Commission, la norme SN-40.1 devrait être modifiée en mettant dorénavant l'accent sur la protection des pylônes.

Quant aux câbles de garde, les événements ont démontré que les accumulations de verglas y ont été sensiblement plus massives que sur les conducteurs, ce qui en a fait les éléments les plus vulnérables, à maintes occasions. En général, bien que les ruptures de câbles de garde n'aient pas entraîné de conséquences graves, comme des cascades par exemple, il y aurait aussi lieu de modifier les règles qui les concernent.

### **Le concept de robustesse structurale**

Le concept de robustesse étant encore peu étudié, il serait difficile de formuler une méthode simple, permettant de l'introduire dans les calculs structuraux. Ses principes fondamentaux peuvent toutefois être résumés de façon qualitative.

Dans un système robuste, les conséquences de la défaillance d'un élément sont minimisées et, surtout, la défaillance d'un élément n'entraîne pas celle d'autres éléments. Pour ce faire, et ces règles s'appliquent à tous les cas de charges, il est souhaitable :

---

78. Comme dans les cas du complexe immobilier de Ronan's Point, en Angleterre, ou de l'hôtel Hyatt, à Kansas City.

79. Hydro-Québec, *op. cit.*, note 64, chapitre 3.4, tableau 1.

- que les composants dont la rupture entraînerait des conséquences graves possèdent une résistance plus élevée;
- qu'à la suite de la rupture du premier élément, les charges dans le reste du système ne s'accroissent pas;
- que les éléments les plus exposés aux défaillances (ceux dont la probabilité de bris est la plus grande) présentent un mode de rupture qui ne donne pas lieu à un effet de cascade;
- que les éléments critiques soient placés de façon à faciliter leur inspection, leur entretien et leur remplacement.

Dans un système robuste, dont la résistance est contrôlée par des éléments en acier possédant une elongation plastique substantielle, l'inégalité suivante peut s'appliquer :

Résistance après défaillance > Effets des charges résiduelles après la défaillance

Ce n'est cependant pas le cas dans un système constitué d'éléments tendus, comportant des trous importants (aire nette relativement faible) ou des membrures comprimées et élancées. Dans ces deux cas, les ruptures sont d'un caractère imprévisible et fragile. Dans les systèmes organisés en chaîne, comme dans la quasi-totalité d'une ligne électrique, y compris les éléments des pylônes, comme on l'a vu précédemment, il est possible d'introduire des éléments « fusibles » qui ont pour fonction de protéger les autres « chaînons » du système en se « sacrifiant », c'est-à-dire en subissant des déformations substantielles, le plus souvent plastiques, ou même en se détruisant. Ainsi, on peut envisager un système de lignes où un « fusible », placé dans l'attache de suspension des conducteurs aux pylônes d'alignement se déclencherait, selon un mode de rupture contrôlé, sous l'effet d'une charge dépassant une limite prédéterminée : l'équivalent de 45 mm de glace radiale uniforme sur les conducteurs, par exemple. Ce fusible provoquerait la chute du conducteur, avec des conséquences vraisemblablement moins graves que celles connues en janvier 1998. Les pinces à glissement contrôlé utilisées par EDF constituent un exemple de fusible qui agit seulement sous charges longitudinales; ce système est en mesure de protéger une ligne efficacement. Ce concept des chaînons « fusibles » n'est abordé que très brièvement dans la norme SN-40.1<sup>80</sup>.

Par ailleurs, la norme SN-40.1 ne prévoit aucune exigence en matière d'amélioration de la fiabilité et de la robustesse structurales des lignes construites antérieurement à son adoption.

### 3.4 Les particularités de la conception des lignes sur portiques en bois

#### 3.4.1 L'évolution des approches de conception des portiques en bois

Avant 1973, la plupart des lignes de répartition sur portiques en bois d'Hydro-Québec étaient conçues conformément à la norme CAN/CSA C22.3 n° 1, pour les charges lourdes, selon la méthode des contraintes admissibles. Les caractéristiques nominales utilisées pour le dimensionnement des poteaux étaient conformes à la norme CSA O15.

Par ailleurs, il n'existait pas de familles de portiques normalisées à l'époque et diverses conceptions ont été adaptées aux besoins spécifiques de multiples projets.

---

80. *Ibid.*, paragraphes 3.2.4.2.

En 1978, Hydro-Québec entreprend la normalisation globale des lignes sur portiques en bois. Afin d'uniformiser la fiabilité des lignes sur l'ensemble du territoire, trois zones climatiques sont définies.

Tableau 24

Charges climatiques de base normalisées pour la conception des lignes de répartition sur portiques en bois						
	Zone 1		Zone 2		Zone 3	
	mm	Pa	mm	Pa	mm	Pa
<b>Cas 1</b>						
Glace maximum radiale sans vent à -18 °C	38	0	28	0	28	0
<b>Cas 2</b>						
Glace et vent combinés à -18 °C	30	285	19	260	19	380
<b>Cas 3</b>						
Vent maximum sans glace à -18 °C	0	576	0	500	0	670

La zone 1 représente une zone à risque de verglas sévère et vent modéré; elle couvre les régions côtières du fleuve Saint-Laurent, de Québec à l'île d'Anticosti. La zone 3 est une zone à risque de vent fort et de verglas modéré; elle couvre le territoire au nord-est de la zone 1, c'est-à-dire la région au nord-est du golfe du Saint-Laurent. La zone 2, la plus vaste, comprend tout le reste du territoire et représente des risques de verglas et vent modérés. Les régions de Lanaudière, de Montréal et de la Montérégie sont toutes situées en zone 2, zone où la période de récurrence des charges de verglas est estimée à 25 ans.

Au début des années 1980, dans la vague de normalisation des équipements de lignes, une première famille normalisée de portiques en bois pour lignes à 120 kV a été conçue selon une méthode qui s'apparente au calcul aux états limites. Cette méthode de calcul, déjà introduite sur quelques projets de lignes en 1973, incorpore certains concepts probabilistes sans toutefois qu'elle puisse être qualifiée de méthode fiabiliste rigoureuse<sup>81</sup>. Selon cette façon de procéder, les concepteurs considéraient une épaisseur limite de glace radiale de 25 mm (1 po) combinée à une pression de vent de 192 Pa (4 lb/pi.ca.), avec un facteur de charge de 1,05 pour les charges permanentes et 1,1 pour les charges climatiques. La notion de facteur de résistance n'était pas utilisée comme telle, mais les valeurs de contraintes limites en flexion des poteaux étaient fixées à la valeur nominale moins deux écarts-types, en fonction des valeurs fournies à la norme CSA O15.

En 1988, la conception de la famille de portiques pour les lignes à 120 kV datant de 1981 a été révisée en relations avec des exigences d'entretien nécessitant l'abaissement des croisillons pour répondre à un avis émis en 1987 par la Commission de la Santé et Sécurité du Travail (CSST). De plus, certains modèles de portiques ont été ajoutés et son appellation est devenue celle de la « famille de portiques BI ». Une nouvelle conception de portiques pour lignes à 161 kV (famille CI) s'est également ajoutée<sup>82</sup>. L'approche de conception utilisée pour la nouvelle famille de portiques pour lignes à 161 kV est alors devenue la méthode fiabiliste de la norme américaine IEEE<sup>83</sup>. Dans cette méthode, la détérioration des propriétés mécaniques

81. Hydro-Québec, *Guide technique des portiques en bois GT-007-81*, 1981.

82. Les détails de ces deux conceptions, pour conducteurs de type CONDOR et câble de garde de 9,1 mm de diamètre (nuance 1100) sont décrits au guide technique GT-007-88 intitulé *Familles normalisées BI et CI pour 120 kV et 161 kV: Guide technique. Portiques en bois pour lignes à 120 et 161 kV*.

83. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), *Wood Transmission Structure Guide, Standard P751-1987*, 1987.

du bois due au vieillissement ainsi que la perte de résistance due au traitement du bois sont prises en compte à l'aide de facteurs de réduction. Deux valeurs de facteur de réduction de résistance concernant le vieillissement des poteaux sont recommandées: 0,7 si aucun entretien préventif n'est fait sur les structures et 0,9 si un programme d'entretien préventif est rigoureusement appliqué. Des inspections fréquentes des structures étant faites aux deux ans, conformément aux normes et directives d'entretien correspondantes, Hydro-Québec a appliqué un facteur de 0,9 dans ses calculs.

La conception des familles de portiques BI et CI a été révisée en 1991 afin d'inclure les ajustements nécessaires à la suite de l'utilisation de ces structures sur quelques projets: mise à jour du guide technique et des dessins, normalisation d'accessoires, corrections de positions de haubans pour satisfaire les dégagements électriques, etc.<sup>84</sup>.

Les portiques normalisés sont prévus pour des lignes sur conducteur CONDOR avec câble de garde de 9,1 mm de diamètre (nuance 1100). Les portées peuvent varier entre 100 m et 300 m, selon les utilisations et la traction limite du conducteur fixée à 35 % du RTS en zone 2.

### 3.4.2 La résistance aux charges longitudinales déséquilibrées

L'effet des charges longitudinales déséquilibrées ou non uniformément réparties n'est pas considéré dans la conception des portiques en suspension. On suppose que les déséquilibres longitudinaux sont compensés par le balancement longitudinal des chaînes d'isolateurs et la flexibilité des portiques dans leur axe faible (axe de la ligne). L'attache du câble de garde offre nécessairement moins de flexibilité de mouvement que celle des conducteurs, mais, à toutes fins pratiques, on a évalué que les charges déséquilibrées résultant de conditions normales d'utilisation dans le système intact étaient trop faibles pour influencer le dimensionnement des portiques en suspension.

Le guide technique recommande d'utiliser des portiques anti-chute en cascade pour limiter la longueur des cantons à 10 portées environ, afin de contrer la propagation des dommages en cascade après d'éventuelles déficiences mécaniques ou structurales. Le portique d'ancrage tangent, ainsi que tous les portiques d'ancrage angulaire des familles normalisées BI et CI, sont conçus pour résister à des charges longitudinales statiques déséquilibrées égales aux pleines tractions des câbles de garde et des conducteurs chargés de 38 mm de glace radiale.

### 3.4.3 Le calcul des dégagements

Les dégagements électriques à prendre en considération pour les besoins des travaux de la Commission sont surtout ceux qu'il faut maintenir entre les phases et le câble de garde.

La conception prévoit que le dégagement électrique est vérifié à mi-portée entre le conducteur nu, à 0 °C, et le câble de garde chargé de 30 % de sa charge de verglas maximum, soit une valeur  $\alpha = 0,3$  selon le concept du facteur de réduction pour calcul des charges dérivées sur les lignes de transport.

---

84. La version la plus récente du guide technique sur les portiques en bois est la norme SN-46.1. Hydro-Québec, *Portiques en bois pour lignes monoternes à 120 kV et 161 kV Familles normalisées BI et CI Guide d'utilisation*, 1991.

#### **3.4.4 La conception des traverses**

Les traverses standards des portiques d'alignement normalisés sont des billes en bois rond en sapin Douglas (provenance intérieure). Cette essence a remplacé le mélèze, banni en 1980 à cause de sa faible durabilité.

Chaque portique de suspension peut être utilisé avec une traverse tubulaire ronde en acier galvanisé qui requiert la même quincaillerie d'attache aux poteaux que la traverse standard en bois. Le choix de la traverse en acier ou en bois est dicté par l'unité responsable de l'entretien des lignes.

#### **3.4.5 Les accessoires d'attache des câbles et autres pièces de quincaillerie**

Le guide technique contient les dessins d'assemblage des chaînes d'isolateurs en suspension et en ancrage ainsi que des détails d'attache de haubans, d'attache de traverses et de croisillons au poteau, etc. Comme il s'agit de pièces mécaniques commerciales, décrites dans les catalogues des fournisseurs, aucune information précise sur leur conception n'est disponible dans le guide, sauf les données traitant leur résistance limite garantie.

#### **3.4.6 Les fondations et les ancrages des haubans**

Le guide technique contient une description exhaustive des hypothèses de conception des fondations et des ancrages de haubans en conditions de mort-terrain et de roc.

Il insiste notamment sur la nécessité d'effectuer un compactage de qualité pour le matériau de remblai à la base des poteaux afin de lui conférer la meilleure résistance latérale possible. Le développement des pressions latérales dans le sol exige un mouvement du pied du poteau: un critère limite de 25 mm au niveau du sol est utilisé.

Un facteur de sécurité minimal de 2,0 est appliqué aux fondations des ancrages de haubans (billes d'ancrage en bois ou vis d'ancrage); il est augmenté à 2,5 pour les vis d'ancrage en sol argileux et les plaques d'ancrage en acier.

### SECTION 4

#### 4.1 La conception, les modèles et les outils d'analyse

Depuis plusieurs années, Hydro-Québec regroupe les étapes de conception en deux grandes catégories.

- La conception de composants normalisés pouvant être utilisés pour divers projets de lignes du même type (tension, capacité de transit, ligne biterne/monoterne), dans des conditions similaires (zone de chargement climatique, vocation du terrain traversé, etc.) ;
- Les études et la production de plans et devis nécessaires à la réalisation de projets spécifiques de lignes de transport pour permettre le transit d'énergie.

##### 4.1.1 La conception ou le choix de composants normalisés

Les principaux composants d'une ligne de transport sont les conducteurs, le câble de garde (ou câble de garde à fibres optiques), la famille des supports et leurs fondations, les chaînes d'isolateurs incluant les isolateurs eux-mêmes et les accessoires qui permettent de les rattacher aux autres composants.

##### **Le conducteur**

Le choix du conducteur porte sur celui qui, tout en respectant les contraintes de tension maximale sous charge mécanique et de limite de traction sous condition de vibration éolienne, permet de concevoir la ligne au coût minimal, en considérant le coût initial d'investissement et la valeur présente des pertes résistives et des pertes par effet couronne.

Les conducteurs sont choisis à partir d'un catalogue ou ils sont conçus sur mesure. Les conducteurs Bersimis et Bersfort sont des conducteurs qui ont ainsi été conçus sur mesure pour Hydro-Québec: ils ne sont utilisés nulle part ailleurs dans le monde. Habituellement Hydro-Québec effectue une telle conception particulière de concert avec son fabricant principal.

La ligne de transport est représentée par une portée équivalente représentative pour le type de ligne considéré. Les calculs de tensions et de flèches sont effectués à l'aide des relations entre les contraintes et les déformations obtenues par des essais mécaniques sur des conducteurs de même structure et de même composition. Des résultats correspondant à différentes conditions de température et de charge sont obtenus pour un état initial, c'est-à-dire l'état qui prévaut au moment de l'installation du conducteur et l'état final, après que le conducteur ait subi la charge mécanique maximale théorique ou un fluage, pendant une période de dix ans. Chez Hydro-Québec, les calculs de tensions et de flèches du conducteur sont effectués au moyen d'un logiciel maison appelé INIFI.

Le choix optimal du conducteur est effectué à l'aide d'un autre logiciel maison, LINECOST, qui permet de calculer la valeur actualisée du coût total de la ligne pour chaque variante de conducteur et de portée équivalente considérée.

## **Le câble de garde**

Le câble de garde ou câble de garde à fibres optiques doit pouvoir transiter le courant de court-circuit prévu et être tendu de façon à ce que la tension maximale sous charge mécanique ne dépasse pas la valeur maximale permise (75 % de la résistance ultime à la traction selon la pratique courante) et que l'angle de protection requis et la distance minimale entre le câble de garde et le conducteur soient maintenus.

Hydro-Québec utilise son logiciel INIFI pour calculer les tensions et flèches du câble de garde ou du câble de garde à fibres optiques sous les différentes conditions de charges.

## **Les supports**

On distingue quatre étapes majeures dans la conception des supports :

- L'établissement des charges de conception;
- L'analyse et le dimensionnement des structures;
- Le «détaillage» ou la préparation des dessins servant à la fabrication en atelier;
- La mise à l'essai mécanique en vraie grandeur.

Le calcul des charges de conception des supports est toujours effectué par les ingénieurs d'Hydro-Québec qui s'assurent ainsi que les critères de conception soient maintenus de façon uniforme sur le territoire québécois.

La pratique a néanmoins considérablement évolué au cours des ans en ce qui concerne la conception et le détaillage des pylônes. Pour les lignes Bersimis et la première ligne en provenance du complexe Manic-Outardes, par exemple, la conception a été effectuée par le fabricant des pylônes, dans le cadre de son contrat de fabrication. Cette pratique est encore communément utilisée aujourd'hui dans de nombreux pays. Hydro-Québec a confié la conception des pylônes d'alignement pour la deuxième ligne à 735 kV à un concepteur/fabricant italien de renommée internationale (SAE) ; on y a réalisé une importante réduction de la masse d'acier par rapport à la première ligne. Des firmes québécoises d'ingénieurs-conseils ont pris la relève avec la conception des pylônes à chaînette et ceux de la famille BO à 120 kV à la fin des années 70 et au début des années 80.

En dissociant la conception de la fabrication, Hydro-Québec a été en mesure de mieux s'assurer que ses critères de conception soient respectés, tout en bénéficiant d'un plus large choix de fabricants et d'une normalisation de ses pylônes par niveau de tension.

### **4.1.2 La ligne comme système structural**

Les charges statiques équivalentes aux conditions climatiques servant à la conception des supports sont calculées à l'aide d'un logiciel d'analyse matricielle qui tient compte de tous les différents composants d'un tronçon typique de six portées (longueur de canton établie par Hydro-Québec au-delà de laquelle les résultats ne sont pas significativement différents). Les chaînes d'isolateurs, les câbles et parfois même les pylônes (cas du pylône à chaînette et du pylône haubané, par exemple) ont une rigidité géométriquement non linéaire et, par conséquent, la solution est obtenue par un processus itératif.



Hydro-Québec a mis au point le logiciel CHARPY (pour charges des pylônes) à la fin des années 70 pour effectuer le calcul des charges sur les supports. Ce logiciel est toujours utilisé aujourd'hui et il permet de s'assurer que les charges sont calculées de façon uniforme, par tous ses concepteurs de ligne.

L'action du vent sur les câbles et sur les supports eux-mêmes est simulée par des charges statiques équivalentes, comme c'est le cas dans la conception des bâtiments. Les charges transitoires dynamiques qui résultent de conditions telles que le bris de phase, le bris de chaînes d'isolateurs de suspension, par exemple, ne sont pas évaluées par CHARPY. Seul l'équilibre statique résiduel est considéré.

#### 4.1.3 Le concept des familles normalisées

Les supports des lignes de transport sont tellement nombreux qu'ils ne pourraient être conçus spécifiquement pour répondre aux conditions rencontrées à chaque site, comme cela se fait pour un bâtiment.

Dans ce cas, le concepteur de lignes procède à l'inverse du processus normal : il conçoit d'abord un ensemble de produits appelé famille de pylônes et en détermine les limites d'utilisation. Celles-ci sont colligées dans un guide d'utilisation. Par la suite, le concepteur de ligne doit en faire usage à l'intérieur des limites établies.

À titre d'exemple, le tableau suivant montre la liste des pylônes qui composent la famille FA de pylônes à 735 kV de type Mae West, conçus pour une charge limite de glace sans vent de 45 mm, ainsi que leurs paramètres de base.

Tableau 25

Paramètres de base des pylônes de la famille FA				
Code	Utilisation	Angle de ligne	Portée-vent (m)	Portée-poids (m)
FAA	Alignement	0° à 1°	520	600
FAD	Alignement, angle léger	0° à 7,5°	520	600
FAD	Alignement	0°	667	600
FAD	Alignement, PV/PP élevé	0°	520	600
FAG	Angle 30° en suspension	5° à 30°	Variable	550
FAJ	Angle 60° en ancrage	30° à 60°	500	550
FAL	Angle 90° en ancrage	60° à 90°	500	550
FAN	Arrêt ou entrée au poste 0 à 90°			
	Côté ligne	0° à 90°	335	437
	Côté poste	0° à 90°	108	215
FAO	Transposition	0° à 3°	500	550
FAT	Longue portée	0°	950	950
	Anticascade	0°	600	600

Source: Hydro-Québec, *Répertoire des supports normalisés de lignes à haute tension*, mise à jour mars 1994.

## Analyse et dimensionnement

Pour en faire l'analyse, les pylônes sont représentés par un ensemble de nœuds interconnectés entre eux par des membrures ayant une résistance à la déformation axiale qui est fonction de leur longueur, de leur section et du module de Young du matériau (habituellement l'acier). L'hypothèse est faite que seuls les efforts axiaux existent dans les membrures. Les déplacements des nœuds sont obtenus en multipliant l'inverse de la matrice de rigidité globale de la structure par les charges appliquées aux nœuds. Les efforts dans les membrures sont ensuite obtenus en fonction des déplacements calculés aux nœuds qu'elles relient.

Dans la plupart des cas, notamment le cas des pylônes rigides de type classique ou Mae West, le déplacement des nœuds est suffisamment petit pour que les efforts dans les membrures calculés à partir de la position non déformée de la structure soient essentiellement les mêmes que ceux obtenus en considérant la position déformée comme position de départ. On parle alors d'analyse linéaire.

D'autres structures, telles les pylônes monopodes, les pylônes haubanés en général, les mâts haubanés et les pylônes à chaînette sont beaucoup plus flexibles; les déplacements ne peuvent être négligés. Dans ces cas, la structure est analysée itérativement, en considérant les non-linéarités géométriques jusqu'à ce que la convergence soit satisfaite.

Les ingénieurs d'Hydro-Québec utilisent le logiciel maison DIATO pour effectuer l'analyse des pylônes à treillis, pour faire des conceptions préliminaires ou pour vérifier le comportement de pylônes existants. Quant à elles, les firmes d'ingénieurs-conseils font usage du logiciel TOWER disponible commercialement. DIATO tout comme TOWER permettent de prendre avantage du haut degré de symétrie des structures de ligne de transport pour faciliter l'entrée des coordonnées des nœuds et la connectivité des membrures.

## Processus de conception

Pour concevoir un pylône de ligne de transport, une géométrie de base est d'abord retenue en fonction des exigences de dégagement électrique à la masse, de distances entre phases, de hauteur et d'incrément de hauteur pour les rallonges. Après analyse, une fois que les charges critiques de compression et de traction sont connues pour chaque membrure, les contraintes calculées sont comparées aux contraintes limites multipliées par le facteur  $\phi$  applicable; le choix initial de la section (habituellement des cornières simples à ailes égales ou inégales) est alors ajusté en conséquence. Plusieurs géométries de pylônes correspondant aux différentes hauteurs et dispositions de rallonges de pieds, de longueurs égales et inégales, sont considérées. L'analyse est habituellement répétée puisque les structures sont hyperstatiques et que le choix des sections des membrures influence les charges qu'elles supportent.

Ce processus est répété pour chaque géométrie considérée jusqu'à ce que la masse optimale soit obtenue.

Les contraintes limites actuellement spécifiées dans la norme SN-40.1 sont très similaires à celles adoptées pour la conception des supports du réseau Baie James et à celles prescrites dans la norme ANSI 10-90, intitulée: *Design of Latticed Steel Transmission Structures*. La vérification des contraintes est faite par calcul manuel ou à l'aide de formules inscrites dans un chiffrier électronique.

### **«Détaillage»**

Le détaillage des pylônes à treillis consiste à déterminer les longueurs précises des membrures retenues lors de la conception et les distances entre les trous qui y sont percés de façon à ce qu'elles puissent être assemblées pour former la structure qui respecte le plan d'ensemble ou l'épure. Étant donné que l'axe des membrures n'est pratiquement jamais parallèle aux axes de références orthogonaux de la structure, l'établissement des cotes pour respecter la tolérance requise de 0,5 mm requiert des calculs trigonométriques précis.

Il y a une quinzaine d'années encore, ces dessins étaient produits sur des tables à dessins. Aujourd'hui, ils sont préparés à l'aide du logiciel Autocad, de sorte que tous les dessins produits pour Hydro-Québec sont maintenant conservés sous forme de fichiers informatiques.

La gestion des dessins se fait à l'aide du système de gestion LOGESDES.

### **Mise à l'essai de prototypes**

Avant de débiter la fabrication en série, toute nouvelle conception de pylône est mise à l'essai en vraie grandeur dans un centre d'essais construit spécifiquement à cette fin.

Les aciers utilisés pour la fabrication du prototype sont rigoureusement contrôlés avant sa fabrication et après les essais afin d'éviter que l'usage de matériau ayant une limite élastique significativement plus élevée que la limite minimale ne vienne produire des résultats artificiellement optimistes.

Ces essais consistent à appliquer sur le prototype les principaux cas de charges qui ont été considérés pour la conception du pylône à l'aide de câbles métalliques reliés à des treuils de charge. Les charges sont appliquées progressivement et sont maintenues à certains paliers de charges pour une période de temps préétablie (quelques minutes) afin de s'assurer de l'absence de déformations permanentes.

Selon la pratique courante d'Hydro-Québec, la conception est approuvée si l'effondrement du pylône a lieu à un niveau de charge se situant entre 100 % et 110 % de sa résistance limite pour le cas de charge considéré.

Depuis la fermeture du centre d'essai de la compagnie Canadian Bridge, à Windsor en Ontario, vers la fin des années 70, il n'existe plus de centre d'essais accrédité par Hydro-Québec au Canada. Les principaux centres d'essais sont actuellement situés au Texas, en Italie, au Brésil, en Espagne, en France, en Angleterre, au Mexique et en Inde.

### **Fondations**

Les fondations étaient à l'origine conçues par les fabricants en même temps que les pylônes. C'était l'époque des pylônes de type classique ou Mae West et la ligne de démarcation entre les pylônes et les fondations était loin d'être aussi claire qu'elle ne l'est dans le cas des pylônes haubanés.

Les efforts qui s'appliquent sur les fondations sont obtenus lors de l'analyse des pylônes. La conception des fondations est relativement simple et ne requiert aucun logiciel spécialisé; la préparation des dessins est également beaucoup plus simple que celle des pylônes.

Les premières fondations conçues par les firmes québécoises d'ingénieurs-conseils ont été les fondations des pylônes haubanés du réseau Baie James.

## **Chaînes d'isolateurs**

Au cours des années 60, la conception des chaînes d'isolateurs a été effectuée par les fabricants. Plus tard, lors des études pour le réseau Baie James, elle a été confiée à une firme d'ingénieurs-conseils. Depuis le milieu des années 80, en général, leur conception est effectuée par les ingénieurs d'Hydro-Québec.

Le calcul des efforts entre les différentes pièces qui composent les chaînes est très simple. Par contre, l'évaluation des niveaux de contraintes à l'intérieur des pièces nécessite parfois une analyse par éléments finis à l'aide de logiciels tels que COSMOS.

### **4.1.4 Les études nécessaires à la réalisation de projets spécifiques**

Les principales études et les activités nécessaires à la réalisation de projets spécifiques de ligne de transport sont les suivantes :

- L'étude d'impact environnemental;
- L'étude de tracé et les études météorologiques;
- L'étude géotechnique;
- L'étude de répartition des supports le long du tracé;
- La production des dessins de plan et de profil;
- La préparation des données de construction;
- La préparation des listes de matériel;
- La rédaction des devis d'achats et de construction;
- L'approvisionnement;
- La surveillance de la construction.

À l'exception de l'étude géotechnique, confiée à un laboratoire de sols spécialisé, et de la surveillance de la construction, parfois confiée à des firmes d'ingénieurs-conseils, ces tâches sont effectuées par le personnel d'Hydro-Québec.

### **La répartition des supports**

L'étude de la répartition des supports consiste à définir l'emplacement optimal des différents pylônes le long du tracé préalablement établi entre deux points prescrits (position d'angle fort ou d'arrêt de ligne). Les informations suivantes sont requises avant de pouvoir procéder à la répartition :

- Au moins deux courbes de profil de terrain (l'une le long de l'axe de la ligne, l'autre le long d'un axe parallèle sous la phase externe la plus rapprochée du sol) ;
- La nature des sols le long du tracé doit être connue et juxtaposée aux données topographiques;
- Le coût installé pour chaque hauteur et pour chaque type de pylônes de la famille utilisée;
- Le coût installé de chaque fondation correspondant à chaque type de terrain répertorié, pour chaque type de pylône de la famille utilisée;

- Les paramètres du conducteur sous température maximale et sous condition de vérification des distances à la masse;
- Les relations qui limitent l'utilisation de chacun des supports de la famille et qui sont exprimées en fonction de l'angle de ligne, la portée-vent et la portée-poids.

La répartition des supports peut alors être faite soit manuellement, à l'aide de gabarits qui épousent la caténaire du conducteur sous les conditions de charges considérées, soit par ordinateur. Dans ce dernier cas, l'ordinateur calcule le coût minimal d'amener la ligne au point d'arrivée en considérant tous les points possibles le long du tracé et en choisissant le cheminement de moindre coût. Hydro-Québec a mis au point le logiciel RISULTE qui accomplit essentiellement les tâches de répartition décrites précédemment.

Même si la répartition effectuée est optimale, plusieurs contraintes font en sorte que les pylônes sont rarement utilisés à leurs limites d'utilisation. Si la portée-poids sous charge de glace limite (à l'inverse de l'angle de ligne et de la portée vent, la portée-poids varie avec la condition de charge considérée, sauf en terrain plat) d'un pylône donné situé à un endroit donné le long du tracé est de 400 m alors que la portée-poids utilisée pour calculer les charges qui ont servi à dimensionner le pylône est de 500 m, son facteur d'utilisation par rapport aux charges verticales est de 0,8; ce résultat signifie que ce pylône peut théoriquement résister verticalement, au moins, à une masse linéaire de glace 1,25 fois plus grande que la masse équivalant à l'épaisseur radiale de glace considérée lors de sa conception. De la même façon, un pylône conçu pour une gamme d'angles de ligne et utilisé vers la limite inférieure de cette gamme a un facteur d'utilisation par rapport aux charges transversales de beaucoup inférieur à l'unité. Ce phénomène explique que les anciens critères de charges inspirés de la norme CSA puissent être équivalents à 30, 32, 35 ou même 37 mm de verglas limite selon le facteur d'utilisation du pylône considéré.

## 4.2 Le comportement des structures et les performances prévues par la norme

### 4.2.1 La résistance de l'ensemble des lignes

Les rapports obtenus d'Hydro-Québec font état d'une grande variation dans les modes de rupture des lignes lors de la tempête de verglas de 1998, tant dans les types d'éléments déclencheurs que dans le déroulement des séquences d'effondrement.

Il semble que nombre de structures anciennes et de conception variée aient cédé sous des charges verticales moindres que celles prévues dans les normes correspondantes. En effet, bien que le poids de glace qui a recouvert les lignes soit difficile à évaluer avec précision, le maximum n'a été atteint que le 9 janvier, alors que plusieurs lignes se sont effondrées avant cette date.

De plus, les effets du vent qui a aussi affecté les lignes n'avaient pas été considérés lors de leur conception, dans le cas du verglas extrême.

#### **Lignes récentes**

Lors de l'effondrement de plusieurs structures, il appert que le poids maximum de glace n'avait sans doute pas atteint la charge de conception. La Commission en a conclu que les cas de charge de glace observés n'étaient pas ceux prévus par la norme ou que des défaillances structurales ont provoqué des ruptures prématurées, même pour les lignes plus récentes<sup>85</sup>.

---

85. C'est le cas des lignes 1180, 1424/5, 1426, 1427, 1428, 2319/2324, 7038, toutes construites après 1976.

Plusieurs de ces lignes avaient connu des défaillances avant même la seconde vague d'accumulation de glace, survenue les 8 et 9 janvier. Elles ont donc cédé sous des charges de glace moindres que celles prévues dans les calculs de conception.

Les spécialistes de la Commission en concluent que le vent est intervenu en ajoutant des charges latérales appréciables ou encore que des éléments de quincaillerie se sont brisés à un niveau de sollicitation inférieur à la charge de référence fixée par la norme de conception des lignes.

### **Lignes anciennes**

Avant 1973, les calculs étaient faits en fonction d'une épaisseur équivalente (tenant compte des facteurs de sécurité) de 30 à 35 mm de glace, ce qui, pour les régions sujettes à une charge supérieure, donnerait lieu à l'effondrement plus ou moins complet des structures ainsi conçues.

À quelques exceptions près, c'est ce qui s'est produit dans toute la région du « triangle de glace » et, de l'avis des spécialistes de la Commission, une évaluation de la fiabilité et de la robustesse des anciennes lignes s'impose, sur tout le réseau.

---

### **Commentaires du Groupe Structures sur la charge limite de glace**

À la lumière des événements de janvier 1998, il apparaît évident que l'hypothèse de glace limite uniforme sans vent adoptée par Hydro-Québec ne concorde pas avec les événements climatiques extrêmes qui peuvent se produire.

Le vent et la pluie verglaçante ne sont pas des phénomènes indépendants. Au contraire, l'accumulation de glace est amplifiée par la présence de vent pendant la tempête et les conditions météorologiques sont telles qu'il est normal que la fin de la période d'accumulation soit accompagnée de vents. Il est donc improbable qu'une forte accumulation de verglas ait lieu en l'absence de vent, comme le veut l'hypothèse de charge actuellement retenue dans le cadre de la norme SN-40.1 utilisée par Hydro-Québec.

Par ailleurs, les cas de chargements inégaux des supports, simulant le délestage de la glace, doivent considérer une épaisseur de glace  $t$  d'un côté et une épaisseur moindre,  $(1 - \alpha)t$  de l'autre.

La norme actuelle suppose que le conducteur est sans glace d'un côté et chargé de  $\alpha t$  mm de glace de l'autre, condition qui ne correspond pas à la réalité.

---

#### **4.2.2 La propagation des dommages en cascade**

Conformément à la norme SN-40.1, la conception des divers composants des lignes (pylônes, conducteurs, isolateurs, pièces de quincaillerie, etc.) vise à établir une hiérarchie de rupture entre ces éléments, dans le but de minimiser l'étendue des dommages en cas de bris.

Le fait que de grandes portions de lignes soient tombées en cascades, quelquefois sur un vaste territoire, démontre que le but visé par la norme n'a pas été atteint: soit que les mesures préconisées n'étaient pas appliquées correctement, soit que des structures anti-cascade étaient absentes, ou soit que les exigences de la norme sont insuffisantes.

Un relevé des principales causes d'effondrement prématuré et progressif de plusieurs sections de lignes comprend les phénomènes suivants :

- Les pylônes en treillis sont des structures possédant peu de robustesse et de déformabilité. Ce sont également des structures quasi isostatiques, sous plusieurs cas de charges. Ces deux caractéristiques favorisent un effondrement progressif à la suite d'une charge ou de la faiblesse imprévue d'un élément, quel qu'il soit. L'effondrement progressif affecte la structure du pylône lui-même et une série de pylônes adjacents. L'absence ou la rareté de pylônes « forts » (anti-cascades, ancrages avec réserve d'utilisation) sur plusieurs lignes a également favorisé les chutes en cascades. Par ailleurs, le fait que le terrain soit généralement plat dans toutes les régions affectées par la tempête de verglas n'a pas aidé à confiner les bris.

Pour les anciennes lignes, on a constaté qu'aucun pylône anti-cascade efficace n'avait été installé; les observations ont montré que les cascades les plus longues se sont produites sur les sections de lignes comportant peu ou pas de pylônes « forts ».

Par ailleurs, les pylônes « forts », là où ils ont été installés, n'ont pas toujours assumé leur fonction adéquatement, soit parce qu'ils ont eux-mêmes cédé, soit parce qu'ils ont transféré les charges dynamiques, permettant la poursuite de la cascade de l'autre côté.

- Les phénomènes dynamiques causés par le bris d'un élément restent très difficiles à évaluer et à modéliser par des charges pseudo-statiques. De plus, par l'énergie relâchée, un bris de câble amplifie les charges dissymétriques sur les pylônes qui, à leur tour, sollicitent surtout les membrures secondaires des pylônes en treillis. Or, ces membrures secondaires sont généralement de petites cornières d'un taux d'élanement très élevé<sup>86</sup>; cette réaction donne lieu à des flambements très soudains et progressifs, en chaîne. Les calculs traditionnels de conception de lignes ignorent ces phénomènes dynamiques. On trouve quelques approches de ces problèmes dans la littérature scientifique, mais, de toute évidence, ces méthodes n'ont pas encore fait leur entrée dans la pratique québécoise.
- La maintenance des composants dont la résistance diminue dans le temps à cause de la corrosion, l'abrasion, les arcs de contournement de la foudre, et la fatigue évidemment, est faite en fonction d'un programme établi par Hydro-Québec. Cependant, aucune inspection, quels que soient les moyens utilisés, ne peut conduire à la détection de toutes les pièces dégradées et affaiblies. Néanmoins, on peut s'interroger sur l'approche à retenir à l'avenir dans ce domaine puisque, à l'évidence, des pièces affaiblies ont joué un rôle important dans le déclenchement des effondrements.
- La contribution du vent aux défaillances des lignes constitue un facteur important, même si les vents rapportés pendant et après la tempête de verglas n'étaient que modérés<sup>87</sup>. Les instabilités aérodynamiques (galop) et d'autres phénomènes oscillatoires peuvent survenir à des vitesses de vent modérées; ces mouvements peuvent alors provoquer des sollicitations sensiblement plus fortes que les pressions statiques équivalentes (proportionnelles au carré de la vitesse du vent).

---

86. On en trouve pour lesquels  $l/r = 100$  à 200 environ.

87. Il est question de vitesses de vent de 20 à 30 km/h, avec rafales à 50 km/h, ce qui amplifie les sollicitations, même si l'on est loin du maximum prévu par les calculs en considérant que les charges dues au vent sont généralement proportionnelles au carré de la vitesse.

D'autre part, les accumulations de glace donnent aux câbles des formes irrégulières et excentriques, de nature à entraîner des comportements sensiblement différents de ceux qui se produisent sans de tels dépôts.

### 4.3 Les particularités des lignes sur portiques en bois

#### 4.3.1 Les outils de conception et les projets

La conception des lignes de répartition sur portiques en bois, du moins depuis les années 1980, suit des normes et pratiques bien documentées.

Tous les travaux de conception sont vérifiés et approuvés par des ingénieurs. Le problème de l'adéquation des équipements construits aux normes ne se pose pas si la qualité de la construction est assurée par une surveillance rigoureuse, faite par des ingénieurs, et si les programmes d'entretien préventifs prévus sont bien appliqués.

Comme dans le cas des lignes sur pylônes en acier, la Commission n'a toutefois pas pu disposer de l'information pertinente pour juger de la rigueur des activités d'Hydro-Québec en matière d'entretien des lignes sur portiques en bois.

#### 4.3.2 La norme de conception des portiques en bois est-elle adéquate?

Le problème qui apparaît le plus important est celui de l'adéquation entre le comportement réel des structures et le comportement modélisé dans les analyses.

En effet, les conceptions de portiques n'ont pas été validées expérimentalement par des essais en grandeur réelle, comme c'est la pratique pour les pylônes en acier, et plusieurs hypothèses simplificatrices sont faites. De plus, les interfaces entre les divers composants jouent sans doute un rôle prépondérant dans le comportement d'ensemble de ces structures et la performance de ces interfaces n'a pas été vérifiée. Ainsi, par exemple, le support de traverse spécial, entre la traverse des portiques en alignement et les poteaux, peu transférer des charges excentriques sur les poteaux, tout comme les connexions des croisillons. Ceci a pu aussi être un facteur important de dégradation des structures, si l'on considère le grand nombre de bris de portiques en bois attribués à des bris de traverses. En outre, la qualité des fondations pour ce type de structures peut être déterminante et, là encore, des vérifications sont nécessaires, malgré les facteurs de sécurité élevés prévus à la norme.

Le fait de négliger les effets des charges longitudinales déséquilibrées dans les calculs de conception des portiques d'alignement a aussi pu être à la source de nombreux bris. Les portiques d'ancrage tangent et angulaire n'avaient pas la robustesse nécessaire pour arrêter les bris en cascades; ils ont vraisemblablement été sujets à des efforts dynamiques dépassant largement leur réserve de résistance aux charges statiques limites prévues pour une épaisseur de 38 mm de glace radiale équivalente sur les câbles. La Commission estime d'ailleurs que les lignes sur portiques en bois ont généralement une robustesse mécanique inférieure à celle fixée par la norme de conception. De plus, la pratique actuelle de conception de détail de ces structures ne permet pas de s'assurer qu'elles aient ce niveau de robustesse. Il ressort que la vérification *in situ* de la résistance des poteaux en bois s'impose afin de comparer la résistance réelle des portiques aux valeurs prévues à la norme. Des technologies d'évaluation non destructives existent déjà et elles pourraient avantageusement être appliquées dans le cadre d'un programme d'entretien préventif de ces lignes.



La Commission est d'avis que des vérifications sont également nécessaires pour les accessoires d'attache des câbles (surtout le câble de garde) et pour les autres pièces de quincaillerie (support de traverse, ancrages de haubans, etc.).

Par ailleurs, plusieurs pannes attribuées aux câbles de garde proviennent de dégagements électriques insuffisants avec les phases, même dans les lignes intactes. Il est donc indiqué de réviser la procédure de calcul de ces dégagements électriques: on devrait considérer le câble de garde sous glace réduite avec un facteur de réduction de  $1-\alpha$  au lieu de  $\alpha$ , avec le conducteur nu.

## Constats

Sur la base des travaux du Groupe Structures, la Commission tire les constatations qui suivent concernant l'ensemble des lignes aériennes des réseaux de transport et de répartition d'Hydro-Québec.

### Observations générales

Des lacunes ont été constatées dans les activités d'inventaire des dommages subis par le réseau de transport et de répartition. Ainsi, Hydro-Québec n'a pas colligé les données, les indices et les témoignages requis pour élucider la nature des éléments déclencheurs des dommages, surtout en ce qui concerne les nombreux effondrements en cascade de pylônes et portiques en bois.

- Plusieurs lignes de transport semblent avoir subi des effondrements prématurés les 6, 7 et 8 janvier 1998, à des niveaux de charges inférieurs à leurs charges limites de conception, c'est-à-dire en deçà de leurs normes de conception.

En ce qui concerne les principaux effondrements de pylônes répertoriés et les séquences des événements qui se sont produits sur les circuits touchés, il ressort que:

- les pylônes ont cédé sous des charges de déséquilibre longitudinal et torsionnel et non sous des charges verticales excessives;
- les pylônes d'angle en ancrage intermédiaires n'avaient pas de marge de résistance suffisante pour arrêter les cascades;
- certaines chaînes d'isolateurs ont cédé à des charges inférieures (mais probablement assez proches) à leur résistance ultime de conception, laquelle excède normalement les niveaux de charges maximales sollicitant pylônes et conducteurs.
- Sur des lignes à 315 kV, plusieurs bris de câbles de garde ont entraîné des effondrements partiels des chevalets.  
Les problèmes associés aux câbles de garde se sont tous manifestés à des niveaux d'accumulation de verglas relativement proches des limites de conception.
- Les effondrements de pylônes sur les lignes à 230 kV ont été relativement nombreux, eu égard au nombre de lignes dans la région touchée par la tempête.
- Les lignes de répartition à 120 kV ont été lourdement endommagées, dans toutes les directions rayonnant autour du poste Saint-Césaire et plusieurs cascades longitudinales se sont produites peu après la perte d'alimentation de ce poste.  
On y a relevé un grand nombre de dommages aux conducteurs et câbles de garde: câbles rompus ou ayant glissé dans les pinces d'attaches ou câbles au sol.

- Les lignes de répartition sur portiques en bois ont connu de nombreux effondrements et beaucoup de câbles sont tombés au sol, ont glissé dans les pinces d'attache ou se sont rompus.

L'analyse des dommages sur les lignes sur pylônes en acier faite par le Groupe Structures suggère que les bris d'accessoires de suspension des conducteurs (isolateurs ou autre composant de l'assemblage) ont des impacts beaucoup moindres que les bris de câbles ou les bris d'accessoires d'ancrage des conducteurs aux pylônes adjacents. Ceci expliquerait pourquoi plusieurs sections de lignes ont subi de nombreuses chutes de phase sans dommages apparents au pylône.

- Plusieurs effondrements survenus tôt dans la tempête sont attribuables à des cascades sous charges longitudinales causées par des bris de phase (sectionnement de conducteurs ou défaillance d'assemblages d'ancrage des conducteurs).
- Plusieurs pylônes d'angle en ancrage utilisés dans les sections de lignes endommagées par cascades n'ont pas eu la réserve de résistance longitudinale (ou transversale) nécessaire pour arrêter ces cascades.
- Par contre, la plupart des effondrements survenus le 9 janvier se sont produits pour des charges verticales proches des charges de conception limites.
- Les câbles de garde, réputés pour accumuler davantage de glace que les conducteurs de lignes dans des conditions comparables, sont tombés au sol sur plusieurs centaines de kilomètres de lignes.
- Quelques cas de bris des conducteurs et de bris de câbles de garde ont été confirmés.
- Plusieurs observations de galop des conducteurs ont été rapportées.

Dans ses réponses aux questions de la Commission, ainsi que par le rapport final de TransÉnergie, Hydro-Québec nie l'existence des effondrements qualifiés de prématurés, sauf pour la défaillance de la ligne 735 kV, à Drummondville. L'étude des données de base sur les bris de lignes de transport, surtout les lignes à 735 kV et à 230 kV, montre que des dommages de composants variés (pièces de quincaillerie, isolateurs, glissements de câble, sectionnement de câbles, bris de chaînes d'ancrage, bris complets ou partiels de supports) se sont effectivement produits sous des charges de glace inférieures aux charges limites de calcul. Hydro-Québec a d'abord réfuté cette conclusion en soutenant que les accumulations de glace maximum radiale équivalente avaient excédé (parfois de beaucoup) les limites de conception de 30 mm à 45 mm, et ce, très tôt dans la semaine du 6 janvier. Dans les informations fournies par la suite, dans le rapport final de TransÉnergie entre autres, les effets du vent combinés au poids du verglas ont été relevés pour expliquer que les bris n'étaient pas prématurés.

Hydro-Québec a aussi nié l'endommagement prématuré de certaines lignes (câbles au sol, pylônes endommagés, bris de pièces de quincailleries ou isolateurs), soutenant que les dates de bris indiqués sur les relevés de dommages représentaient des dates de mise hors tension des lignes qui n'étaient pas nécessairement causés par des bris mécaniques. Or, l'étude systématique des « dates de bris<sup>88</sup> » et des dates de « mise hors tension » indiquées par Hydro-

---

88. Hydro-Québec, *Inventaire des lignes endommagées, territoire ouest*, 23 mars 1998, 5 p. ; Hydro-Québec, *Inventaire des lignes endommagées, territoire sud*, 7 p. ; Hydro-Québec, *Inventaire des lignes non endommagées, territoire ouest*, 23 mars 1998, 7 p. ; Hydro-Québec, *Inventaire des lignes non endommagées, territoire sud*, 6 p.

Québec dans son rapport au NPCC a montré que, dans plusieurs cas, les dates de « mise hors tension » sont paradoxalement postérieures aux « dates de bris » : ce constat infirme, au moins en partie, la déclaration d'Hydro-Québec.

### **La validité des normes de conception des lignes**

Lors des audiences publiques, Hydro-Québec a admis certaines déficiences de ses normes de conception, notamment en ce qui a trait aux charges de verglas et vent combinés ainsi qu'aux effets des charges non symétriques ; elle a annoncé son intention de réviser ses normes et pratiques en conséquence.

Le problème de fond semble lié au fait que les cas de charges considérés lors de la conception ignorent des conditions de charges non symétriques de l'importance de celles qui peuvent se produire lors d'une tempête de verglas de grande sévérité. Ainsi, dans la norme SN-40.1 actuellement utilisée par Hydro-Québec, aucun vent n'est considéré sous verglas maximum et les charges non symétriques ne concernent que de faibles charges de verglas sans vent. Sur la base des conséquences de la tempête de verglas de janvier 1998 :

- La norme actuelle n'apparaît pas adéquate et semble faussement rassurante pour quiconque croit qu'elle garantit que les lignes pourront résister à des accumulations radiales de verglas allant jusqu'à 45 mm. En effet, puisqu'une tempête de verglas s'accompagne toujours de vent, le cas de charge représentant la glace maximale seule doit être modifié pour inclure les effets du vent pendant et après le dépôt du verglas sur les câbles et pour évaluer adéquatement les interactions entre les phénomènes, notamment des coefficients de traînée plus réaliste et des diamètres effectifs plus représentatifs.
- De même, les cas de charges résiduelles déséquilibrées, qui représentent divers scénarios de portées chargées et partiellement délestées, doivent être revus pour prendre en considération un dépôt maximal de glace sur une portée et une fraction décroissante de ce dépôt sur l'autre, accompagné d'un vent modéré.
- Les scénarios de charges considérés pour le calcul des dégagements électriques entre les câbles de garde et les conducteurs doivent aussi être revus de façon à inclure toutes les conditions envisageables, même les conditions extrêmes comme celles de janvier 1998.
- Par ailleurs, on ne dispose pas de mesures précises du poids réel et des efforts dus au vent et à la glace et il n'est donc pas possible de faire des corrélations valables avec les lectures des postes de glaciométrie et de givrométrie existants.

## LEXIQUE

Les lignes de transport d'électricité sont formées de divers éléments, notamment des pylônes, des conducteurs, des chaînes d'ancrage et de suspension, des cornières, des entretoises, des haubans, etc. Elles sont soumises à des phénomènes variés, dont des charges climatiques, de verglas et de vent, et subissent des efforts qui peuvent mener à des effets de flambement, de galop, ou des bris lorsque les contraintes excèdent la résistance des câbles ou des pylônes.

Pour bien comprendre la teneur de ce chapitre, certains termes techniques tirés du vocabulaire illustré d'Hydro-Québec sont reproduits ci-dessous.

<b>Termes</b>	<b>Définition</b>
<b>Accessoires</b>	Ensemble des éléments ou composants de ligne qui ne sont ni conducteurs, ni isolateurs, ni supports, ni haubans, ni fondations mais qui servent à rattacher ces éléments entre eux.
<b>Âme</b>	Fil ou ensemble de fils de même nature qui constitue la partie centrale d'un conducteur nu hétérogène et qui assure la majeure partie de la résistance mécanique.
<b>Armement</b>	Disposition géométrique des conducteurs par rapport au support. Parmi les types d'armements utilisés, on distingue deux grandes classes: <ul style="list-style-type: none"><li>• l'une dans laquelle les conducteurs sont disposés à des niveaux différents, comme l'armement en drapeau;</li><li>• l'autre dans laquelle les conducteurs sont disposés au même niveau ou à des niveaux peu différents, comme l'armement en nappe horizontale et l'armement canadien.</li></ul>
<b>Armement en double drapeau</b>	Type d'armement dans lequel les conducteurs de chaque terna sont disposés en drapeau de part et d'autre du support. Il est utilisé pour les lignes à deux ternes dont la tension est égale ou inférieure à 315 kV.
<b>Armement en drapeau</b>	Type d'armement dans lequel les conducteurs d'un terne sont situés l'un au-dessous de l'autre. Il est surtout utilisé pour les lignes de distribution.
<b>Armement en nappe horizontale</b>	Type d'armement dans lequel les conducteurs d'un terne sont disposés sur un même plan horizontal. Il est très utilisé pour les lignes de transport monoternes.
<b>Armure préformée</b>	Ensemble de fils préformés, enroulés en hélice autour d'un conducteur.
<b>Attache préformée</b>	Fils enroulés en hélice autour d'un hauban et destinés à retenir celui-ci.
<b>Axe</b>	Élément de liaison dont le diamètre est tel qu'il permet son passage à travers les trous de plusieurs pièces, comme une chape, un tenon ou une manille.

<b>Termes</b>	<b>Définition</b>
<b>Boulon</b>	Élément de fixation formé d'une vis et d'un écrou et utilisé pour l'assemblage de divers éléments d'un support.
<b>Boulon en U (étrier)</b>	Pièce en forme de U, filetée en partie, comportant des écrous et servant à lier deux pièces par serrage, comme dans un serre-fil.
<b>Câble</b>	Ensemble généralement constitué par un toron recouvert de fils enroulés en hélice, sans isolation entre eux, en une ou plusieurs couches de sens alterné. En certains cas, un câble est constitué par plusieurs torons enroulés en hélice, sans isolation entre eux, en une ou plusieurs couches.
<b>Câble de garde</b>	Câble en acier généralement mis à la terre et disposé au-dessus des conducteurs de phase pour les protéger contre la foudre.
<b>Canton</b>	Suite de portées comprises entre deux supports d'ancrage.
<b>Cas de charge</b>	Ensemble des forces appliquées à un élément de la ligne dans une hypothèse de charge donnée.
<b>Chaîne d'ancrage</b>	Chaîne d'isolateurs généralement horizontale, qui transmet au support la totalité de la tension mécanique d'un ou de plusieurs conducteurs d'une phase.
<b>Chaîne de suspension</b>	Chaîne d'isolateurs verticale ou oblique, qui ne transmet pas au support la totalité de la tension mécanique mais les efforts verticaux dus au poids d'un ou de plusieurs conducteurs d'une phase et les efforts horizontaux dus au vent ou aux déséquilibres longitudinaux.
<b>Chaîne simple, double, triple, quadruple</b>	Chaîne constituée de un, deux, trois ou quatre files d'isolateurs parallèles ou obliques.
<b>Chape</b>	Partie en U à l'extrémité d'une pièce et dans laquelle un tenon peut se loger. La chape est percée de deux trous dans lesquels passe l'axe d'assemblage.
<b>Charge</b>	Force externe appliquée à un élément de la ligne. Il existe des « charges statiques » comme la tension, le poids des conducteurs, et des « charges dynamiques » comme le balancement, la décharge du givre ou du verglas, les bris de phases, et les charges dues au galop.
<b>Charge climatique</b>	Charge due au givre, au verglas, au vent ou à la température. On désigne par « charge combinée » la charge de verglas associée à la charge de vent.
<b>Charge de construction</b>	Charge résultant des opérations courantes de construction.
<b>Charge de givre</b>	Charge résultant de la formation d'un dépôt granuleux de glace blanche opaque ayant une densité variant entre 0,3 et 0,9 g/cm <sup>3</sup> . Le givre est produit par la congélation de gouttelettes en surfusion présentes dans les nuages.

Termes	Définition
Charge d'entretien	Charge résultant des opérations courantes d'entretien.
Charge de rupture	Charge qui entraîne la défaillance d'un ou de plusieurs éléments de la ligne.
Charge d'essai	Charge appliquée à un ou plusieurs éléments de la ligne au cours d'un essai mécanique.
Charge de vent	Charge résultant de l'action du vent sur tout élément de la ligne.
Charge de verglas	Charge résultant de la formation d'un dépôt de glace, généralement homogène et transparent, souvent accompagné de glaçons et ayant une densité de 0,9 g/cm <sup>3</sup> . Le verglas est produit par une pluie verglaçante.
Charge de verglas dissymétrique	Charge de verglas répartie irrégulièrement le long des conducteurs ou des câbles de garde d'un canton. Ce phénomène peut apparaître lorsque la formation de verglas n'est pas uniforme ou lorsque sa décharge n'est pas simultanée.
Charge de verglas uniforme	Charge de verglas répartie régulièrement le long des conducteurs ou des câbles de garde, et sur toutes les portées d'un canton.
Charge limite	Charge au-delà de laquelle un élément de la ligne subit des déformations permanentes inacceptables.
Charge longitudinale	Charge horizontale appliquée au support dans le sens de la ligne. Une traction exercée de façon inégale par les conducteurs ou les câbles de garde de part et d'autre du support produit une charge longitudinale sur celui-ci.
Charge transversale	Charge horizontale appliquée au support en un point donné et situé dans un plan perpendiculaire à la ligne. La pression exercée par le vent sur l'armement, les conducteurs et le support lui-même, l'effet d'un angle dans la ligne sont des exemples de charges transversales.
Chevalet de câble de garde	Élément faisant saillie au sommet d'un pylône, destiné à supporter le câble de garde par l'intermédiaire d'un dispositif de suspension ou d'ancrage.
Circuit (de ligne électrique)	Ensemble de conducteurs formant un système (triphase ou non) dans lequel circule un courant électrique.
Conducteur (de ligne)	Élément d'une ligne électrique ayant pour rôle spécifique de transporter le courant. Un conducteur est un câble dont on utilise la conductibilité. Les câbles de garde, les conducteurs de terre et les contrepoids ont, comme les conducteurs de phase, des propriétés électriques. Ce sont donc des conducteurs. Par contre, le hauban, lorsqu'il n'a qu'une fonction mécanique, n'est pas un conducteur.

<b>Termes</b>	<b>Définition</b>
<b>Conducteur en alliage d'aluminium</b>	Conducteur homogène formé de fils en alliage d'aluminium enroulés sur une ou plusieurs couches de sens alterné.
<b>Conducteur en alliage d'aluminium-acier</b>	Conducteur hétérogène comprenant une âme formée de fils en acier autour de laquelle s'enroulent en hélice, sur une ou plusieurs couches de sens alterné, des fils en alliage d'aluminium.
<b>Conducteur en aluminium</b>	Conducteur homogène formé de fils en aluminium enroulés sur une ou plusieurs couches de sens alterné.
<b>Conducteur en aluminium-acier</b>	Conducteur hétérogène comprenant une âme formée de fils en acier autour de laquelle s'enroulent en hélice, sur une ou plusieurs couches de sens alterné, de fils en aluminium.
<b>Conducteur nu</b>	Conducteur qui n'est recouvert d'aucun élément isolant et dont l'isolation est assurée par l'atmosphère.
<b>Console</b>	Élément faisant saillie sur le côté d'un pylône ou d'un poteau à treillis, destiné à supporter un ou plusieurs conducteurs par l'intermédiaire d'un dispositif de suspension ou d'ancrage.
<b>Cornière</b>	Profilé en métal dont la section a la forme d'un L et qui est largement utilisé dans la construction des pylônes à treillis.
<b>Couloir</b>	Espace nécessaire au passage d'une ou de plusieurs lignes aériennes.
<b>Croisement</b>	Point d'intersection des tracés de deux lignes.
<b>Déformation</b>	Terme générique désignant toute modification, sous l'application d'une charge ou sous l'effet d'une variation de température, des dimensions ou de la forme d'un élément de la ligne.
<b>Distance à la masse</b>	Distance la plus courte entre les conducteurs ou une pièce métallique sous tension et tout élément du support censé être au potentiel du sol.
<b>Distance au sol</b>	Distance la plus courte entre un conducteur ou une pièce métallique sous tension et le sol.
<b>Distance entre phases ; distance entre conducteurs</b>	Distance entre les axes de deux conducteurs au repos, adjacents ou superposés, de phases différentes, ou entre les centres de deux faisceaux de conducteurs à leur position de repos.
<b>Écrou</b>	Pièce généralement de forme hexagonale, percée d'un trou taraudé pour recevoir la partie fileté d'un boulon.
<b>Emprise</b>	Bande de terrain utilisée pour l'installation, l'exploitation, l'entretien et la protection d'une ou de plusieurs lignes.

Termes	Définition
<b>Entretoise</b>	Dispositif qui maintient les sous-conducteurs d'un faisceau à un espacement constant. Selon qu'il y a deux trois ou quatre sous-conducteurs dans le faisceau, on parle d'entretoise double, triple ou quadruple.
<b>Entretoise-amortisseur</b>	Entretoise conçue de façon à amortir les vibrations des conducteurs et assurant la fonction à la fois d'entretoise et d'amortisseur.
<b>Facteur de charge</b>	Facteur établi par le concepteur et par lequel on multiplie un cas de charge pour obtenir la charge limite.
<b>Facteur de sécurité</b>	Rapport entre la résistance limite qu'offre un élément de la ligne et la charge qui lui est appliquée, ces deux grandeurs étant exprimées dans les mêmes unités.
<b>Facteur d'utilisation</b>	Rapport entre l'utilisation réelle d'un élément de la ligne et son utilisation maximale théorique. Le facteur d'utilisation d'un support, par exemple, est le rapport entre la portée réelle et la portée maximale de conception.
<b>Faisceau de conducteur</b>	Ensemble de sous-conducteurs connectés en parallèle et maintenus à un espacement constant par des entretoises. Selon qu'il y a deux, trois ou quatre sous-conducteurs, on parlera de faisceau double, triple ou de faisceau quadruple.
<b>Famille de pylônes</b>	Groupe de pylônes conçus pour des conditions spécifiques de ligne. Par exemple, la famille BO à 120 kV compte un pylône d'alignement, un pylône d'alignement monopode, un pylône d'angle léger, deux pylônes d'angle souple (de 15° et 30°) un pylône d'ancrage et d'angle de 50° ou d'arrêt de 0° à 10°, un pylône d'ancrage et d'angle de 90° ou d'arrêt de 10° à 90° et un pylône de dérivation ou croisement ou d'arrêt à 0°.
<b>Fil d'attache</b>	Fil dont chaque extrémité est terminée par une boucle et qui sert à attacher un conducteur à un isolateur rigide.
<b>Flambement</b>	Phénomène d'instabilité de forme qui se manifeste dans des pièces soumises à des contraintes de compression. Il existe différents types de flambements : « flambement de flexion », « flambement de torsion » et « flambement local » ou « voilement ».
<b>Flèche</b>	Distance maximale verticale, dans une portée, entre un conducteur et la droite joignant ses points d'attaches sur les supports.
<b>Fondation</b>	Élément dont la plus grande partie est enterrée, servant de base à un pylône ou à un poteau en treillis et par l'intermédiaire duquel des efforts sont appliqués au sol.
<b>Fondation à treillis</b>	Type de fondation dans laquelle l'embase est solidaire d'une grille métallique enterrée dans le sol.



Termes	Définition
Fondation en béton	Type de fondation constituée principalement d'un massif en béton auquel on boulonne soit l'embase, puis la membrure principale d'un pylône ou d'un poteau à treillis, soit la membrure principale directement.
Force	Action mécanique représentée par une direction, un sens et une grandeur.
Galop	Oscillation de faible fréquence mais de grande amplitude, avec des amplitudes qui peuvent atteindre plusieurs mètres par rapport à la position moyenne du conducteur. Ce phénomène d'instabilité aérodynamique dû à des vents d'intensité moyenne ou forte apparaît généralement à la suite de la formation d'une légère couche dissymétrique de givre ou de verglas.
Garniture de protection	Type de garniture de câble fixée sur un conducteur pour le protéger contre les détériorations au point de suspension.
Hauban	Tige ou câble métallique, relié à un ancrage et destiné à assurer la stabilité d'un pylône, soit dans le sens longitudinal, soit dans le sens transversal, soit dans les deux sens simultanément.
Hypothèse de charge	Ensemble de conditions de nature normative, réglementaire ou météorologique devant être considérées pour le calcul de chaque élément d'une ligne aérienne.
Isolateur	Dispositif destiné à retenir mécaniquement les conducteurs aux supports et à assurer l'isolement électrique entre ces deux éléments d'une ligne.
Isolateur à capot et tige	Élément de chaîne constitué d'un capot, d'une partie isolante en forme de jupe et d'une tige.
Isolateur à chape	Isolateur à capot et tige ou à long fût dont la liaison avec un autre élément est réalisée par un assemblage constitué d'une chape, d'un tenon et d'un axe.
Isolateur à rotule	Isolateur à capot et tige ou à long fût dont la liaison avec un autre élément est réalisée par un assemblage constitué d'une tige à rotule, d'un logement de rotule et d'une goupille.
Ligne (électrique)	Ensemble de conducteurs, d'isolateurs, de supports et d'accessoires destinés au transport ou à la distribution de l'énergie électrique.
Ligne de distribution	Ligne fournissant l'énergie électrique aux abonnés à partir d'un poste de distribution.
Ligne de répartition	Ligne servant à relier les postes de répartition aux postes de distribution.
Ligne de transport	Ligne faisant partie d'une installation de transport d'énergie.

Termes	Définition
<b>Limite élastique</b>	Contrainte au-delà de laquelle un élément de la ligne subit des déformations résiduelles irréversibles.
<b>Manille</b>	Pièce recourbée sur elle-même et dont l'extrémité de chaque branche est percée d'un trou afin de livrer passage à un axe vissé ou goupillé.
<b>Massif</b>	Ouvrage de béton destiné à supporter un pylône ou une membrure principale de pylône.
<b>Matériel de ligne</b>	Ensemble des pièces qui, une fois mises en place, constituent une ligne. Le matériel de ligne se subdivise en éléments de support, conducteurs, isolateurs, matériel de protection et accessoires. Les accessoires sont aussi appelés « petit matériel ». Parmi le matériel de ligne, on peut mentionner les cornières, les traverses, les croisillons, les conducteurs, les chaînes d'isolateurs, les contrepoids, les entretoises, les pinces de suspensions, les boulons, etc.
<b>Membrure</b>	Chacune des cornières ou chacun des profilés assemblés en treillis pour former un pylône.
<b>Paramètre de la chaînette</b>	Rapport entre la tension horizontale (H) du conducteur ou du câble de garde à une température donnée et leur charge linéaire (p), en tenant compte des charges éventuelles de givre, de verglas ou de vent et du poids propre linéaire des câbles.
<b>Plan et profil</b>	Dessin comportant un plan du tracé et de l'emprise, ainsi qu'un profil en long avec des indications portant sur la topographie et les limites de propriétés figurant au cadastre.
<b>Point bas</b>	Point, imaginaire ou non, situé au plus bas du creux de la chaînette d'un conducteur. La droite tangente à ce point est toujours horizontale.
<b>Portée équivalente</b>	Portée fictive dans laquelle les variations de la tension mécanique, dues aux variations de la charge et de la température, sont sensiblement égales à celles des portées réelles du canton. Il s'agit en fait d'une moyenne géométrique.
<b>Portée-poids</b>	Distance horizontale entre les points bas, imaginaires ou non, d'un conducteur de part et d'autre d'un support.
<b>Portée-vent</b>	Distance horizontale entre les milieux des deux portées adjacentes à un support.
<b>Portique</b>	Support constitué de deux ou de trois poteaux largement espacés et reliés à leur partie supérieure par une ou plusieurs traverses ou poutres. La plupart des portiques sont en bois, mais il en existe aussi à treillis et en béton. Ils peuvent être haubanés ou non.

Termes	Définition
Poteau	Support à fût vertical unique, implanté dans le sol, directement ou par l'intermédiaire d'une embase. Les poteaux peuvent être en bois, en béton ou en acier galvanisé et sont destinés surtout aux lignes de distribution.
Pylône	Support métallique constitué par un assemblage de membrures formant un treillis et destiné à la plupart des lignes de transport. Il comporte un fût quadrangulaire et des consoles et une traverse. Les fondations sont généralement à pieds séparés.
Pylône à chaînette	Type de pylône haubané formé de deux mâts à treillis supportant une traverse flexible composée de câbles à laquelle sont suspendus les conducteurs.
Pylône classique	Type de pylône rigide, tétrapode, généralement à armement en double drapeau et quelquefois à armement en drapeau très utilisé pour les lignes de transport.
Pylône Mae West	Type de pylône rigide, tétrapode, à armement en nappe horizontale très utilisé pour les lignes de transport monoternes.
Pylône monopode	Pylône ayant une seule fondation massive.
Pylône haubané	Pylône ancré au sol au moyen d'au moins quatre haubans fixés à des ancrages. Les haubans sont destinés à assurer la stabilité du pylône. Le pylône à chaînette, le pylône en V, le pylône sapin, le pylône à mâts uniques sont des exemples de pylônes haubanés.
Pylône tubulaire	Pylône monopode composé d'éléments tronconiques assemblés par emboîtement forcé. Le pylône tubulaire se caractérise par le fait qu'étant moins massif, il s'intègre plus facilement à l'environnement.
Résistance ultime à la traction	Force de traction à laquelle un câble se rompt.
Support	Terme générique s'appliquant à tout dispositif conçu pour supporter les conducteurs d'une ligne aérienne par l'intermédiaire d'isolateurs. Les lignes aériennes peuvent être montées sur trois types de support : <ul style="list-style-type: none"> <li>• les poteaux (en bois, en béton ou en acier)</li> <li>• les pylônes</li> <li>• les portiques (en bois, en béton ou en acier)</li> </ul>
Support biterne	Support sur lequel il y a deux ternes, pas nécessairement de même tension. On peut armer ce type de support de deux façons: en double drapeau ou en nappes superposées.
Support monoterne	Support sur lequel il n'y a qu'un terne. On peut armer ce type de support de différentes façons: en drapeau, en nappe ou en triangle.

Termes	Définition
<b>Support d'alignement</b>	Support conçu pour une portion rectiligne du tracé de la ligne.
<b>Support d'ancrage</b>	Support sur lequel les conducteurs sont ancrés par des chaînes d'isolateurs en série avec les conducteurs et dans lequel les efforts exercés par chacune des deux portées adjacentes sont transmis indépendamment aux points d'attache au support. Les supports d'ancrage sont habituellement installés au droit d'un angle dans le tracé ou en extrémité de lignes.
<b>Support d'angle</b>	Support situé à un point où le tracé de la ligne présente, dans le plan horizontal, un changement de direction. Les conducteurs sont reliés au support par des chaînes d'isolateurs de suspension ou d'ancrage selon le degré de l'angle.
<b>Support d'angle souple</b>	Support utilisé pour de faibles changements de direction de la ligne. Les conducteurs sont reliés au support au moyen de chaîne de suspension.
<b>Support d'arrêt</b>	Support d'ancrage situé aux extrémités de la ligne.
<b>Tension (électrique)</b>	Différence de potentiel électrique entre deux points, par exemple un conducteur et la masse. La tension s'exprime en volts.
<b>Tension (mécanique)</b>	Contrainte exercée vers l'extérieur et qui tend à allonger un élément de la ligne.
<b>Terne</b>	Ensemble des trois phases d'un circuit à courant alternatif.
<b>Tracé</b>	Dessin d'une ligne ou encore configuration de celle-ci sur le terrain.
<b>Traction</b>	Action par laquelle deux forces opposées tendent à éloigner deux points distincts d'un élément de la ligne.
<b>TransÉnergie</b>	Division d'Hydro-Québec, propriétaire des infrastructures de transport et de répartition d'énergie électrique.
<b>Treillis</b>	Dispositions ajourées des membrures constituant un pylône.
<b>Vibration éolienne</b>	Vibration de faible amplitude (au maximum du diamètre d'un conducteur), mais de fréquence élevée qui se produit en présence de vents faibles mais soutenus.

---

\* Source : Hydro-Québec, *Vocabulaire illustré des lignes aériennes de transport et de distribution d'électricité*, 4 fascicules, 1982-1986.

## **bibliographie**

## Audiences publiques, comptes rendus et mémoires

---

Les références bibliographiques des travaux de la Commission scientifique et technique comprennent les mémoires, avis écrits et comptes rendus des audiences publiques. La liste des personnes et des organisations ayant contribué aux travaux de la Commission en participant aux audiences publiques ou en acheminant un mémoire ou autre écrit est publiée à la fin de ce volume.

### Documents d'Hydro-Québec

---

*Impacts sur le réseau des tempêtes de verglas passées/lignes.* Direction Expertise et support technique de transport, 25 mai 1998, 2 pages.

*Dommmages occasionnés suite au verglas du 5 au 9 janvier 1998.*  
Document révisé le 3 avril 1998.

*Inventaire des lignes endommagées, territoire ouest.* 23 mars 1998, 5 pages.

*Inventaire des lignes non endommagées, territoire ouest.* 23 mars 1998, 7 pages.

*Dommmages occasionnés suite au verglas du 5 au 9 janvier 1998.*  
Mars 1998.

*Inventaire des lignes endommagées, territoire sud.* 1998, 7 pages.

*Inventaire des lignes non endommagées, territoire sud.* 1998, 6 pages.

*Traversée d'autoroutes et de routes d'importance. Liste des cas où les conducteurs sont tombés au-dessus des routes lors du verglas de 1998, territoire sud et ouest.* 1998, 3 pages.

*Photos obliques de la ligne Boucherville-Saint-Césaire.* 1998.

*Photos détails (modèle) de la ligne 735 KV entre Boucherville et Nicolet.* 1998.

*Installations de production et de transport d'énergie au Québec.*  
Novembre 1997.

*Répertoire des supports normalisés de lignes à haute tension.* Mise à jour mars 1994.

*Critères de conception des lignes de transport et répartition d'Hydro-Québec, norme SN-40.1.* Août 1993, 131 pages.

*Portiques en bois pour lignes monoterms à 120 kV et 161 kV Familles normalisées BI et CI Guide d'utilisation.* 1991.

*Le réseau.* 1990.

*Vocabulaire illustré des lignes aériennes de transport et de distribution d'électricité, fascicule 4: entretien.* Avril 1986, 249 pages.

*Vocabulaire illustré des lignes aériennes de transport et de distribution d'électricité, fascicule 3: ingénierie et construction.* Décembre 1984, 255 pages.

*Vocabulaire illustré des lignes aériennes de transport et de distribution d'électricité, fascicule 2: les conducteurs et les isolateurs.* Décembre 1983, 175 pages.

*Vocabulaire illustré des lignes aériennes de transport et de distribution d'électricité, fascicule 1: les supports.* Décembre 1982, 191 pages.

*Guide technique des portiques en bois GT-007-81.* 1981.

#### Autres documents

---

AMERICAN SOCIETY OF CIVIL ENGINEERS. *Guidelines for electrical transmission lines structural loadings.* ASCE Manuals 74, New-York, 1991, 139 pages.

COMITÉ D'EXPERTS MANDATÉ PAR LE CONSEIL D'ADMINISTRATION D'HYDRO-QUÉBEC (Comité Warren). *Rapport sur la tempête de verglas de janvier 1998.* Juillet 1998, 39 pages.

FARR et al. *A Guide to Transmission Structure Design Loadings.* Part I, 1963.

GHANNOUM, Elias. *Assesment of the reliability of Churchill – Manic 735 KV transmission lines.* Juillet 1986, 28 pages.

GRIGORIU, M. (éd.) et al. *Risk, Structural Engineering and Human Error.* University of Waterloo Press, 1984.

HANNAH, A. W. (Art). *Report on visual observations of damages to Hydro-Quebec EHV transmission lines due to January 1998 ice storm.* Juin 1998, 64 pages.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS (IEEE). *Wood Transmission Structure Guide, Standard P751-1987,* 1987.

KNOLL, Franz. *Safety, Building Codes and Reality. Introductory Report.* IABSE Congress, Vienna, 1980.

———. «The Fundamentals of Safety for Structures» dans *Tech. Translation*, no 1367 (1969).

LAFLAMME, Jean et Gilles PERIARD. *Épaisseur radiale maximale du verglas en millimètres sur un conducteur le 9 janvier 1998 à 18h00.* Hydro-Québec, 1998.

- . *Évolution de la tempête de verglas du 5 au 9 janvier 1998*. Hydro-Québec, mars 1998, 13 pages.
- MATOUSEK, M. *Measures against Errors in the Building Process*. Translation: Can. Inst. for Sc. and Techn. Info, 1983.
- MILTON, Jennifer et Alain BOURQUE. *Compte-rendu climatologique de la tempête de verglas de janvier 1998 au Québec*. Environnement Canada, Division des sciences atmosphériques et enjeux environnementaux, Région du Québec, septembre 1998, 87 pages.
- ONTARIO HYDRO. *Ice storm '98, A report on the electricity supply impacts of the January 1998 ice storm in eastern Ontario*. 1<sup>er</sup> mai 1998, 147 pages.
- TRANSÉNERGIE. *Analyse de lignes endommagées – Lignes à 735 KV le long de l'autoroute 20 entre Drummondville et Boucherville*. 1998.
- . *Analyse de lignes endommagées – Lignes à 735 KV le long de l'autoroute 30 entre Boucherville et Laprairie*. 1998.
- . *Effets et conséquences sur les lignes de transport de la tempête de verglas survenue du 5 au 9 janvier 1998. Rapport détaillé, aspect climatique*. Novembre 1998, 31 pages.
- . *Effets et conséquences sur les lignes de transport de la tempête de verglas survenue du 5 au 9 janvier 1998. Rapport détaillé, diagnostic des dommages*. Novembre 1998, 75 pages.
- . *Effets et conséquences sur les lignes de transport de la tempête de verglas survenue du 5 au 9 janvier 1998. Rapport détaillé, diagnostic des dommages, annexes*. Novembre 1998.
- . *Modes de ruptures des lignes de transport*. 1998.
- . *Rapport sur la tempête de verglas pour le Northeast Power Coordinating Council (NPCC)*. Direction Contrôle des mouvements d'énergie, 20 février 1998, 21 pages.
- . *Rapport d'activités 1997. 2<sup>e</sup> trimestre, 1998*.
- . *Analyse de lignes endommagées – Lignes à 735 KV Châteauguay/Hertel*. Mai 1998, 20 pages.



sous-chapitre

## Le réseau de distribution

La Commission s'est intéressée de façon particulière à l'état du réseau de distribution d'Hydro-Québec.

Les spécialistes du «Groupe Structures», Mme Ghyslaine McClure<sup>1</sup> et MM. Kenneth Johns<sup>2</sup>, Franz Knoll<sup>3</sup> et Guy Pichette<sup>4</sup>, ont effectué une étude spécifique à ce sujet. Les données utilisées proviennent d'Hydro-Québec et de Bell Canada.

La cueillette des données sur les dommages du réseau aérien de distribution s'est faite séparément et différemment par Hydro-Québec et par Bell Canada. Les données rapportées ne font pas mention des dates des effondrements; la datation précise des bris structuraux et mécaniques est devenue systématiquement impossible après que les portions du réseau de répartition et de transport alimentant les postes de distribution aient flanché.

### Hydro-Québec

Hydro-Québec a procédé à une étude statistique, selon une procédure *ad hoc* conçue pour le cas de la tempête de janvier 1998. Cette étude, réalisée environ 10 jours après la tempête de verglas, a mobilisé plus de 180 jours-personnes parmi le personnel spécialisé attiré à la maintenance et à la construction du réseau.

Le territoire «Richelieu», étant sans contredit la région la plus affectée par la tempête de verglas, a été retenu comme région cible pour la cueillette de données. Les dommages du territoire «Île-de-Montréal» n'ont pas été inclus dans l'échantillonnage des lignes endommagées. La longueur totale des lignes aériennes de types triphasé et monophasé rapportée dans l'étude statistique représente 25 227 kilomètres sur le territoire Richelieu. Les lignes endommagées s'étendent sur 9 990 kilomètres, soit 39,5 % de l'ensemble des lignes sur ce territoire. L'échantillonnage retenu par Hydro-Québec représente 1 308 kilomètres de lignes, soit 13 % de toutes les sections endommagées.

Deux types de questionnaires ont été utilisés. Un premier, d'ordre général, portait sur l'âge des poteaux, le nombre de poteaux et de conducteurs endommagés ainsi que les quantités de pièces d'ancrage de haubans défailants (endommagés ou arrachés). Un deuxième questionnaire, plus détaillé, visait à établir les caractéristiques des sections de lignes endommagées. Les dommages suivants ont été répertoriés: bris de poteau seul, bris de poteau et traverse, bris de poteau et d'accessoire d'attache des composants de lignes au poteau, bris de poteau et de conducteur, bris de traverse seule, bris de traverse et d'accessoire d'attache des composants de lignes à la traverse, bris de traverse et de conducteur, bris d'accessoire d'attache seul, bris d'accessoire d'attache et de conducteur, bris de conducteur seul. Les bris de câbles neutres n'ont pas été répertoriés, le réseau triphasé pouvant fonctionner sans neutre, situation impossible pour le réseau monophasé. Pour les fins du questionnaire, un bris de poteau correspondait à une rupture nette du poteau: un poteau anormalement incliné n'a pas été considéré comme brisé dans la cueillette des données puisque, même s'il peut être nécessaire de le redresser, l'inclinaison n'empêche pas l'exploitation du réseau.

- 
1. Ingénieure Ph.D., professeure à l'Université McGill.
  2. Ingénieur Ph.D., professeur à l'Université de Sherbrooke.
  3. Ingénieur Ph.D., rattaché au Groupe NCK.
  4. Ingénieur M.Sc., spécialiste des lignes de transport.

En plus des données ainsi recueillies, la Direction Principale des Approvisionnements et Services (DPAS) a fourni à la Direction Générale de Distribution d'Hydro-Québec toutes les données relatives au remplacement des divers équipements.

### **Bell Canada**

Bell Canada a procédé par sondages d'opinion auprès des groupes opérationnels directement impliqués (ingénierie, construction et réparation des câbles). Au total, 61 questionnaires ont été complétés, au Québec et en Ontario, durant les mois de février et mars 1998.

Le questionnaire faisait la distinction entre les catégories de poteaux (en usage conjoint, compagnie d'électricité seulement, Bell Canada seulement), les types de structures (alignement, angle, jonction, fin de course), l'âge des poteaux, les espèces de bois des poteaux et leur classe, ainsi que la longueur des portées affectées.

## LES CARACTÉRISTIQUES STRUCTURALES DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION DANS LES RÉGIONS TOUCHÉES PAR LA TEMPÊTE DE VERGLAS

### SECTION 1

La gestion du réseau de distribution d'Hydro-Québec est faite par des unités réparties sur des bases géographiques, définies comme des «territoires».

La longueur totale du réseau de distribution d'Hydro-Québec dépasse les 96 000 kilomètres. La portion souterraine totalise 8 530 kilomètres, soit environ 9 % de l'ensemble<sup>5</sup>. Le réseau aérien est principalement supporté par des poteaux en bois, avec quelques structures spéciales en acier ainsi que des poteaux en acier et en béton centrifugé. Le nombre total de poteaux sur l'ensemble du réseau s'élève à environ 2,4 millions.

Tableau 1

Les principales caractéristiques des lignes de distribution *				
	Île-de-Montréal	Laurentides	Richelieu	Ensemble du réseau
Nombre de lignes moyenne tension	788	608	659	3 125
Proportion de la population desservie (%)	25	22	23	100
Superficie du territoire (km <sup>2</sup> )	500	437 200	23 300	997 994
Longueur de conducteur par 1 000 abonnés (km)	3,4	30	32,4	25,8
Nombre total de poteaux	132 900	731 210	577 560	2 391 860
Poteaux en usage conjoint avec Bell Canada	82 001	550 687	443 064	
Poteaux en usage par HQ seul	50 895	180 523	133 826	
Longueur du réseau aérien (km)	3 136	30 799	23 852	
Longueur du réseau aérien triphasé (km)	1 900	12 584	10 151	
Longueur du réseau aérien biphasé (km)	1	189	296	
Longueur du réseau aérien monophasé (km)	1235	18 026	13 405	
Longueur du réseau souterrain (km)	3 710	1 489	1 657	
<b>Type de conducteurs **</b>	477 MCM AL 3/0 ACSR	477 MCM AL 3/0 ACSR 2 ACSR	477 MCM AL 3/0 ACSR 2 ACSR 6 CW	

\* Les caractéristiques indiquées ne concernent que les principaux territoires touchés par la tempête de verglas : Île-de-Montréal, Laurentides et Richelieu.

\*\* Conducteurs : 6 CW ( $\sigma = 4,1$  mm) ; 2 ACSR ( $\sigma = 7,3$  mm ; 0,136 kg/m) ; 2/0 ACSR ( $\sigma = 10,4$  mm ; 0,272 kg/m) ; 3/0 ACSR ( $\sigma = 12,8$  mm) ; 477 MCM AL ( $\sigma = 20,1$  mm)

Le territoire Richelieu, la région la plus durement touchée par le verglas, est desservi par 659 lignes à moyenne tension, de configuration aérienne dans une proportion de 93,5 % en terme de longueur. Ces lignes sont principalement de types monophasé (56 %) et triphasé (43 %). Hydro-Québec et Bell Canada utilisent conjointement 77 % des poteaux des lignes aériennes. Dans certains secteurs de la Montérégie, Bell Canada n'est pas présente, notamment

- 
5. Seul le territoire de l'Île-de-Montréal comporte un réseau de distribution électrique majoritairement souterrain. Voir «L'enfouissement des câbles et le développement des réseaux électriques souterrains» dans le présent volume, livre 2, chapitre 2, sous-chapitre (section 4.1.2).

à Saint-Thomas d'Aquin et à Sainte-Rosalie ; Hydro-Québec y partage l'usage des poteaux avec Télébec ou d'autres compagnies de téléphone.

Les quantités de poteaux rapportés par Bell Canada<sup>6</sup> sur le territoire Richelieu diffèrent quelque peu de celles fournies par Hydro-Québec. Selon Bell Canada, environ 325 000 poteaux y appartiennent à Hydro-Québec et 200 000 à Bell Canada.

Selon des données obtenues d'Hydro-Québec<sup>7</sup> lors d'un premier recensement, l'âge moyen du parc de poteaux de distribution (en bois) était de plus de 15 ans en 1982. En comptant la quinzaine d'années écoulées depuis, sans autre modification, on obtient un âge moyen actuel d'environ 30 ans. Par ailleurs, le renouvellement normal des poteaux – 18 000 poteaux sont remplacés chaque année – et les programmes de rajeunissement qu'Hydro-Québec dit avoir mis en œuvre depuis 1982 feraient en sorte que 5 % seulement des poteaux seraient âgés de plus de 30 ans.

Les essences de bois utilisées par Bell Canada sont principalement le pin jaune, le pin gris et le pin rouge, alors qu'Hydro-Québec utilise surtout le cèdre rouge de l'Ouest et le pin rouge. Depuis les années 80, Bell Canada favorise l'installation de poteaux traités au CCA (arséniate de cuivre chromaté) alors qu'Hydro-Québec utilise le traitement au pentachlorophénol (PCP). Selon Bell Canada, comme le reconnaîtraient de plus en plus les spécialistes, la durée de vie des poteaux traités au CCA serait supérieure à celle des poteaux traités au PCP.

---

6. Voir «Le réseau de distribution» dans le présent volume, livre 2, chap. 1, sous-chapitre, annexe (section 3.1).

7. Hydro-Québec, *État du réseau de distribution avant la tempête du 5 janvier 1998*, 22 septembre 1998, 5 p.

SECTION 2

2.2 La nature et l'étendue des bris

Les dommages structuraux subis par les lignes de distribution en raison du verglas ont été considérables.

Au total, sur tous les territoires affectés (Île-de-Montréal, Laurentides et Richelieu), la DPAS a confirmé que le nombre des composants remplacés s'élève à plus de 16 200 poteaux en bois, 20 100 traverses en bois, sur plus de 3 000 km de réseaux.

2.2.1 Les informations recueillies par Hydro-Québec

Une partie significative des bris relevés dans le cadre de l'étude statistique d'Hydro-Québec concerne des bris de plusieurs composants. Sur l'ensemble des bris constatés, 74 % des composants brisés concernent les poteaux, 33 % les traverses, 23 % les accessoires d'attache et 27 % les conducteurs (en terme de longueur des lignes affectées).

Tableau 2

Sommaire des bris observés dans la zone d'échantillonnage d'Hydro-Québec*		
Types de bris	Longueur de lignes affectée (km)	Nombre total de composants brisés
Poteau seul	409,3	6 379
Poteau et traverse	195,7	3 405
Poteau et accessoire d'attache	143	1 501
Poteau et conducteur	48,4	595
Traverse seule	80,9	1 400
Traverse et accessoire d'attache	4,4	73
Traverse et conducteur	32,4	541
Accessoire d'attache seul	121,8	1 636
Accessoire d'attache et conducteur	41,6	594
Conducteur seul	230,7	s.o.
<b>Total</b>	<b>1 308,20</b>	<b>16 124</b>

s.o. : sans objet

\* Dans la zone d'échantillonnage, Hydro-Québec a par ailleurs rapporté 91,9 kilomètres de lignes où il n'y a eu aucun bris majeur.

L'analyse des dommages a été faite en fonction des niveaux d'accumulation de glace, selon les zones définies par Hydro-Québec pour les lignes de transport, c'est-à-dire les zones de faible accumulation (0 à 25 mm), d'accumulation moyenne (26 à 50 mm) et d'accumulation forte (51 à 75 mm)<sup>8</sup>.

8. Voir dans le chap. «La météorologie et la climatologie» dans le présent volume, livre 1, chap. 1, (section 2).

Les représentants de la Direction Générale Distribution d'Hydro-Québec ont confirmé aux experts de la Commission<sup>9</sup> que ces accumulations ne correspondent pas aux observations faites sur le réseau de distribution. Une accumulation maximale d'environ 50 mm a été observée d'un seul côté des conducteurs, à Saint-Césaire; cette accumulation a été estimée équivalente à environ 37 mm d'épaisseur radiale uniforme<sup>10</sup>.

### 2.2.2 La corrélation entre les dommages et l'accumulation de verglas

La compilation des principales observations faites par Hydro-Québec permet de dégager les constatations suivantes.

- Des 9990 km de lignes ayant été endommagées sur le territoire Richelieu, 1527 km (15,3%) correspondent à la zone de faible accumulation, 5549 km (55,6%) à celle d'accumulation moyenne et 2914 km (29,2%) à celle de forte accumulation de glace.
- Les bris de poteaux – à titre de cause première d'interruption de courant – dans les zones de faible, moyenne et forte accumulation correspondent respectivement à 3,5%, 47,9% et 48,6% du nombre de poteaux ayant subi des dommages.
- Les traverses brisées (lignes du réseau triphasé) dans les zones de faible, moyenne et forte accumulation, représentent respectivement 2,4%, 3,4% et 8% du nombre de kilomètres de lignes sur traverses.

#### Bris de poteaux

Pour les poteaux directement endommagés, ayant cassé sous l'effet du verglas, l'analyse statistique a permis de tirer les constatations suivantes:

- les poteaux brisés représentent environ 6 % du nombre total de poteaux situés sur le territoire Richelieu;
- 89 % des poteaux brisés supportaient des portées de plus de 50 m, leur portée moyenne étant de 67 m;
- 88 % des bris de poteaux se sont produits sur le réseau triphasé;
- 70 % des bris de poteaux sont survenus lorsque le calibre du conducteur était supérieur à 2/0;
- les poteaux les plus touchés ont été ceux qui supportaient le plus de charge permanente (câbles et autres appareillages);
- il n'y a pas de concordance directe entre l'âge des poteaux et les bris observés, 33 % des poteaux brisés ayant été installés il y a 10 ans ou moins et l'âge moyen des poteaux brisés étant de 19 ans;
- les bris de poteaux ne semblent pas avoir été reliés à l'angle d'incidence du vent sur la ligne;

---

9. Commission scientifique et technique [verglas de janvier 98], séance de travail avec des représentants d'Hydro-Québec, 30 septembre 1998.

10. Épaisseur d'un manchon de glace uniformément distribué autour d'un conducteur.

- les bris de poteaux se sont surtout produits sur des sections de lignes à faible densité de dérivation<sup>11</sup> (moins de 2 dérivations par km) ;
- aucun poteau en béton, en acier ou en matériau composite n'a été rapporté endommagé.

### **Bris de traverses en bois**

Pour les bris des traverses en bois – comme cause première d'interruption de courant – l'analyse statistique a montré que :

- les bris de traverses sont légèrement plus fréquents sur des sections de lignes plus âgées, l'âge moyen des traverses brisées étant de 22 ans ;
- 84 % des traverses brisées supportaient des portées supérieures à 50 m, leur portée moyenne étant de 58 m ;
- 90 % des bris de traverses sont survenus pour un calibre de conducteur supérieur à 2/0 ;
- les traverses en matériau composite n'ont subi que des bris minimes, reliés principalement à la rupture des connexions.

### **Bris de conducteurs**

Pour les conducteurs, les conclusions de l'analyse statistique sont à l'effet que :

- aucun problème n'a été rapporté quant à la chute de conducteurs sur des routes numérotées ;
- le conducteur 6CW a montré une piètre performance, avec la rupture de plus de 15 % des lignes munies de ce type spécifique ;
- 96 % des bris de conducteurs sont survenus sur des conducteurs de type 2 ACSR (42 %) et 6 CW (54 %).

Les bris mixtes, c'est-à-dire les bris de plusieurs éléments ayant pu provoquer une interruption de courant, ainsi que tous les types de bris liés aux accessoires d'attache, n'ont pas été analysés en détail. Il n'existe aucune analyse détaillée des dommages en milieu urbain. Cependant, Hydro-Québec a rapporté que la chute d'arbres ou de branches cassées sur les câbles y aurait constitué la principale cause de bris de lignes.

### **2.2.3 Les informations recueillies par Bell Canada**

Les causes de bris relevées dans le cadre du sondage de Bell Canada sont de deux types. Le premier type de bris, le plus important, correspond aux surcharges excessives dues au poids du verglas accumulé sur les câbles<sup>12</sup>. Le deuxième type de bris est lié, par ordre décroissant d'importance, aux déséquilibres longitudinaux des tensions transférées aux poteaux, aux impacts causés par la chute d'arbres ou de branches et aux oscillations excessives causées par le vent.

---

11. Raccordement, embranchement.

12. Bell Canada n'a toutefois pas effectué de mesures d'épaisseur de glace sur les câbles.



L'analyse de son sondage a permis à Bell Canada de dégager les constatations suivantes :

- les poteaux des régions rurales ayant des portées de plus de 60 m ont été les plus affectés, comptant pour environ 75 % des bris;
- les poteaux se sont rompus surtout par flexion, combinée à la compression;
- lorsque le bris du poteau s'est produit en haut des fils téléphoniques, le toron de support de ces fils s'est comporté comme un hauban latéral et a contribué à limiter la propagation des dommages<sup>13</sup>;
- lorsque le bris du poteau s'est produit près de la base, dans le cas où le poteau n'était utilisé que par Bell Canada, l'effet de haubanage du toron métallique des fils téléphoniques n'a pu se produire, comme dans le cas des poteaux en usage conjoint avec Hydro-Québec;
- environ 45 % des bris de poteaux ont connu un mode de rupture en cascade longitudinale, possiblement à la suite d'un bris de câble, et environ 35 % ont subi des effets transversaux, provoqués par la pression dynamique du vent sur les câbles recouverts de glace.

Par ailleurs, certains bris ont été attribués à de mauvaises fondations, dans le cas de poteaux « déracinés » et d'ancrages de haubans arrachés. On a constaté beaucoup de ruptures de fils d'abonnés et de fils de ligatures attachant les câbles téléphoniques au toron métallique porteur.

### 2.3 L'examen des sections restées intactes

Hydro-Québec a également relevé des données sur les sections du réseau aérien restées intactes, adjacentes à des sections endommagées.

Les relevés ont été concentrés en zone rurale<sup>14</sup>, sur des lignes totalisant 2 691 km : 49,9 km de lignes ont été examinés en détail dans la zone d'accumulation moyenne de verglas et 136,4 km dans la zone de forte accumulation. Les sections typiquement retenues dans l'échantillonnage des lignes intactes ont entre 0,5 km et 2 km et elles sont de conception homogène.

Les observations qui en ressortent sont les suivantes :

- la portée moyenne des sections restées intactes est de 47 m et comporte moins de 10% de poteaux haubanés;
- l'âge moyen des poteaux de ces sections est de 13 ans;
- l'orientation des sections de lignes intactes ne présente pas de corrélation avec la direction du vent;
- les conducteurs de calibre 477 MCM et 2/0 ACSR ont particulièrement bien résisté;

---

13. La zone de contraintes de flexion maximales se serait développée au voisinage de l'attache des câbles de télécommunication ou un peu plus haut, dans la zone des câbles électriques, dans leur espace neutre et leur espace basse tension.

14. Les unités de maintenance qui ont participé à ces relevés sont Vaudreuil, Valleyfield et Châteauguay.

- les sections intactes du réseau présentent des caractéristiques similaires à celles des structures de classe # 1 (norme CAN/CSA C22.3 n° 1) dont l'installation est exigée aux traversées des voies ferrées.

## 2.4 Une analyse structurale des conditions d'effondrement

Bell Canada<sup>15</sup> a effectué des calculs de dimensionnement pour quelques cas types de conception de réseaux de distribution, en milieu urbain et rural, afin de comparer les caractéristiques des poteaux utilisés dans le cadre du contrat d'usage conjoint avec Hydro-Québec par rapport à la norme en vigueur<sup>16</sup>. Les conditions retenues sont celles d'une tempête de verglas importante<sup>17</sup>, semblables à celles qui prévalaient en janvier 1998 à la station météorologique de l'aéroport de Saint-Hubert.

Dans cette étude théorique, Bell Canada suppose que les câbles, traverses, pièces de quincaillerie, haubans et fondations peuvent tous résister aux surcharges du verglas, sans subir de dommages.

L'étude a porté sur 14 structures différentes: 8 en alignement, 2 en fin de course et 4 en angle. La longueur des portées considérées varie entre 35 m et 45 m en milieu urbain et elle est de 60 m en milieu rural. La hauteur des poteaux va de 10 à 13,5 m. Sur les 14 cas étudiés, les exigences du contrat d'usage conjoint Hydro-Québec/Bell Canada excèdent ou rencontrent les exigences de Bell Canada dans 12 cas. Dans les deux autres cas, ceux d'une structure d'alignement et de fin de course en lot urbain sur laquelle sont fixés de nombreux câbles (poteau de 12 m et portée de 45 m), les calculs indiquent une résistance insuffisante et des bris «théoriques».

L'étude de la tension maximum dans les câbles sous l'effet d'une tempête de verglas importante en milieu rural, avec des portées de 60 m, a montré que la tension calculée peut excéder 90 % à 95 % de la résistance nominale des câbles (RTS<sup>18</sup>); ce niveau d'effort étant considéré comme susceptible de provoquer des allongements et des ruptures de câbles. Par ailleurs, en milieu urbain, les tensions maximales calculées se maintiennent davantage au niveau de résistance de 60 % du RTS.

## 2.5 Les dommages au réseau d'Ontario Hydro

Le réseau de distribution de moyenne et basse tension d'Ontario Hydro a également subi de lourds dommages à la suite du verglas de janvier 1998.

Au total, 10 750 poteaux en bois et 2 800 km de conducteurs ont dû être remplacés et, au plus fort de la tempête, le 6 janvier, près du tiers des lignes de distribution de la zone touchée avait subi des dommages menant à la panne.

---

15. Voir «Le réseau de distribution» dans le présent volume, livre 2, chap. 1, sous-chapitre, annexe (section 6.3).

16. Canadian Standard Association, norme CAN/CSA C22.3 no 1 – M87.

17. 50 mm d'épaisseur de glace radiale sur les câbles avec une pression de vent de référence de 150 Pa. (40 à 45 km/h)

18. Sigle du terme technique anglais *Rated tensile strength*.

Dans son rapport sur la tempête<sup>19</sup>, Ontario Hydro attribue ces bris à la quantité exceptionnelle de glace accumulée sur les câbles, bien au-delà des critères de conception prévus<sup>20</sup>. Ontario Hydro mentionne que, le 8 janvier, les lignes ayant connu des accumulations de glace maximales ont été exposées à des vents de l'ordre de 50 km/h. De plus, dans son analyse des bris du réseau de moyenne tension (44 kV), Ontario Hydro mentionne que la plupart des poteaux se sont brisés en direction longitudinale, parallèlement à la ligne. La résistance de la ligne dans cette direction est assurée par des structures haubanées (angle, jonction), les poteaux simples n'étant pas conçus pour des charges longitudinales appliquées de façon « déséquilibrée ». La rupture initiale aurait été causée soit par le bris d'un hauban ou de l'ancrage d'un hauban, le bris du conducteur ou peut-être (dans une situation moins probable) le bris du poteau au droit des points d'attache des haubans. Il en aurait résulté des bris en cascade des poteaux tangents adjacents, jusqu'à ce que les effets dynamiques se soient dissipés dans le système endommagé ou aient été amortis par d'autres structures haubanées. De nombreux bris de traverses, attribuables aux charges verticales excessives, ont été relevés. Dans plusieurs cas on considère que ces traverses auraient agi comme élément fusible, protégeant les poteaux lors des effondrements en cascade. En effet, dans les constructions sans traverses, on constate un transfert direct des charges longitudinales au poteau; ce mouvement les rend particulièrement vulnérables à ce type de charge et il crée une situation propice aux effondrements en cascade.

## 2.6 Autres bris majeurs survenus antérieurement sur le réseau d'Hydro-Québec

Sur la base d'informations fournies par Hydro-Québec<sup>21</sup>, depuis une quarantaine d'années, le réseau de distribution aérien n'aurait subi de dommages importants dus au verglas qu'en trois occasions, soit en 1956 en Gaspésie, en février 1961 à Montréal et en janvier 1997 dans les régions des Laurentides, de Lanaudière, de la Mauricie et de Québec. Les conditions de charges lors de la tempête de 1956 sont mal connues mais pour celle de février 1961, on avait rapporté des accumulations radiales équivalentes de glace sur les câbles de 25 à 32 mm avec des vents de 60 à 80 km/h et pour celle de janvier 1997, des accumulations de l'ordre de 40 mm avec des vents allant jusqu'à 40 km/h.

On ne dispose pas de données précises sur les dommages causés par ces importantes tempêtes: aucune analyse détaillée des bris dus au verglas n'a été faite par Hydro-Québec dans le passé, même pour la tempête de 1997.

---

19. Ontario Hydro, *Ice Storm '98 – A report on the electricity supply impacts of the January 1998 ice storm in eastern Ontario*, 1er mai 1998, 147 p.

20. Canadian Standard Association, norme CSA C22.3 no 1: chargement lourd 12,7 mm de glace radiale et 385 Pa de pression de vent.

21. Hydro Québec, *Verglas 1998 – Observations*, 30 septembre 1998, 56 p.

SECTION 3

3.1 Les normes de conception

Les poteaux des lignes de distribution doivent être conformes à une norme élaborée par l'Association canadienne de normalisation, soit la norme CSA C22.3 n° 1.

L'approche adoptée en matière de conception structurale des réseaux de distribution est essentiellement basée sur le calcul de la résistance aux contraintes admissibles, où les facteurs de sécurité traditionnels sont exprimés en terme de facteurs de majoration des charges. Dans la zone de charge dite lourde, c'est-à-dire la zone de fortes accumulations de glace, un seul cas de charges climatiques est considéré pour les câbles, soit une épaisseur de glace radiale uniforme de 12,7 mm (1/2 po.) et une pression de vent de 385 Pa. Ce critère est essentiellement le même que celui utilisé depuis les années 30. Cependant, une révision prochaine pourrait conduire à une majoration des charges dans les zones de verglas sévère, soit 19 mm de glace radiale uniforme avec une pression de vent de 400 Pa.

Les facteurs de surcharge dépendent de la classe<sup>22</sup> de construction.

Tableau 3

Les classes de construction et les facteurs de surcharge*				
Utilisation	Classe de construction minimale	Facteur de surcharge verticale	Facteur de surcharge transversale	Facteur de surcharge longitudinale
Traversée de voie ferrée Usage conjoint avec câbles de télécommunications	1	2,0 (1,5)	2,0 (1,3)	2,0 (1,0)
Traversée d'autoroutes spéciales Alimentation à plus de 750 V	2	1,5 (1,3)	1,5 (1,0)	1,5 (1,0)
Utilisation générale (traversée ou proximité de routes et autoroutes)	3	1,3 (1,0)	1,2 (1,0)	1,2 (1,0)

\* Les valeurs indiquées entre parenthèses s'appliquent au remplacement de poteaux sur des lignes existantes, les autres valeurs s'appliquant aux nouvelles lignes.

La même norme de conception est appliquée par Bell Canada pour les poteaux des lignes à usage conjoint qui lui appartiennent.

3.2 Les guides techniques pour la conception des lignes aériennes

Selon les normes d'installation applicables au réseau aérien<sup>23</sup>, les forces agissant sur les poteaux de lignes dans les trois axes (transversal, longitudinal et vertical) ainsi que les classes de poteaux sont déterminées à partir de tableaux, d'abaques et de graphiques stipulant souvent l'utilisation de classes de poteaux de plus grande résistance que ce que pourrait indiquer un calcul détaillé.

22. Les lignes aériennes sont réparties en 3 classes de construction en fonction des risques auxquels elles sont exposées. Cette classification est utilisée pour l'élaboration des exigences de résistance.

23. Hydro-Québec, *Norme de construction – Réseau aérien B41.11*, édition 1996, 200 p.

Les classes de poteaux sont déterminées de manière à satisfaire à la fois les critères de flexion et de stabilité, alors que la classe minimale est stipulée dans le contrat d'usage conjoint Hydro-Québec/Bell Canada. Cette dernière est déterminée en fonction de la portée de référence, du nombre de phases des conducteurs à moyenne tension, du type de milieu (rural ou urbain) et de l'emplacement du poteau (sur rue, hors rue, etc.).

Dans la plupart des cas, la résistance des poteaux correspond à des classes minimales de 5 ou 4, alors que les pratiques internes de Bell Canada exigent des classes de poteaux de moindre résistance. Ainsi, on constate que le contrat d'usage conjoint Hydro-Québec/Bell Canada stipule souvent un niveau plus élevé de résistance structurale.

### 3.3 Conformité des équipements aux normes de conception et aux guides techniques

Les planificateurs et les concepteurs des lignes de distribution d'Hydro-Québec n'ont actuellement aucun moyen de vérifier si les structures, une fois construites, peuvent résister aux charges prévues par la norme: la variabilité des propriétés (dimensions et résistances) des poteaux ne fait l'objet d'aucune vérification systématique et les caractéristiques des poteaux peuvent différer des valeurs nominales utilisées dans les calculs<sup>24</sup>.

De plus, le vieillissement des poteaux reste un aspect mal connu; il ne semble pas faire l'objet d'un contrôle systématique par Hydro-Québec.

À ce sujet, Ontario Hydro a effectué des relevés de l'état de ses poteaux en bois, dans le but de créer une base de données<sup>25</sup> utilisable dans la conception «fiabiliste» des lignes de distribution.

### 3.4 L'usage conjoint des poteaux de distribution

#### 3.4.1 Historique de l'usage conjoint des poteaux

Le premier contrat sur l'usage conjoint des poteaux de lignes par Hydro-Québec et Bell Canada date de 1969, mais ce n'est qu'à partir de 1981 que la pratique s'est répandue de façon importante.

Un nouveau contrat a été signé en 1997, pour une durée de cinq ans, et Hydro-Québec a négocié des ententes similaires avec d'autres compagnies téléphoniques comme Québec Téléphone et Télébec. Le contrat passé entre Hydro-Québec et Bell Canada est de loin le plus important en regard des régions touchées par la tempête de verglas.

---

24. Les calculs impliquent l'utilisation de valeurs stipulées par la norme CAN/CSA-015-90 «Poteaux et poteaux renforts en bois pour les services publics» de la Canadian Standard Association.

25. S. G. KRISHNASAMY, H. A. EWING et A. A. SHEHATA, *Wood strength data base for reliability-based design, Probabilistic methods applied to electric powers systems PMAPS 91*, comptes rendus no 338, IEE, p. 108-113.

### **3.4.2 Un partenariat renforcé**

Le contrat sur l'usage conjoint des structures de distribution d'Hydro-Québec et de Bell Canada prévoit un partenariat renforcé dans plusieurs activités : participation commune à des projets d'études spéciaux comme le projet Options du Réseau Intégrées à l'Environnement Local (ORIEL), celui du Centre d'Expertise et de Recherche en Infrastructures Urbaines (CERIU) ainsi que la participation aux activités du Centre Inter-universitaire de Recherche en Analyse des Organisations (CIRANO).

Par ailleurs, Hydro-Québec et Bell Canada envisagent l'implantation d'un logiciel commun de conception des poteaux de lignes.

### **3.4.3 Le partage des activités de conception et les responsabilités des partenaires**

La répartition territoriale des parcs de poteaux prévue au contrat d'usage conjoint stipule qu'il n'existe qu'un seul propriétaire (aussi appelé gestionnaire) des poteaux. Ce dernier est responsable de la conception et de l'entretien des poteaux, compte tenu des besoins du partenaire usager et, le cas échéant, de ceux d'un tiers. Le partenaire usager qui n'est pas propriétaire est responsable de l'installation des affermisements, notamment des haubans, pour équilibrer les surcharges structurales imposées par ses équipements.

Le partage des responsabilités demeure le même pour l'usage en commun d'une ligne existante ou la modification des lignes conjointes déjà en place. Le requérant calcule l'impact de ses besoins sur la structure existante et indique au propriétaire quels sont les changements requis à la structure. Avec l'accord de celui-ci, c'est le requérant qui effectue les changements appropriés, incluant les besoins de tiers, s'il y a lieu.

Dans le cas de l'implantation d'une nouvelle ligne en usage conjoint, le gestionnaire fait la conception des poteaux pour les besoins conjoints des parties et il gère l'implantation des structures et des ancrages de haubans communs. Les parties installent ensuite leur propre équipement.

### **3.4.4 Le partage des activités d'entretien et les responsabilités des partenaires**

Les activités d'entretien des structures, principalement pour les poteaux, les haubans et leurs ancrages, sont réalisées par le propriétaire alors que l'entretien des autres équipements relève spécifiquement des besoins de chaque usager.

L'émondage est fait par le partenaire pour qui c'est le plus important, le plus souvent par Hydro-Québec. Selon des informations obtenues de Bell Canada, une inspection visuelle des poteaux est faite presque à chaque fois qu'une modification du réseau ayant une incidence structurale est envisagée. Les pratiques de Bell Canada stipulent que les monteurs et les installateurs d'équipements doivent toujours faire l'inspection visuelle d'un poteau avant d'y monter. Durant sa vie utile, un poteau est donc généralement ainsi inspecté à plusieurs occasions par des employés de Bell Canada ou d'Hydro-Québec. Sur la base de ces inspections, lorsque nécessaire, les poteaux sont redressés ou remplacés.

Au Québec, environ 18 000 poteaux en usage conjoint sont remplacés annuellement par Bell Canada ou Hydro-Québec. Leur remplacement peut s'avérer nécessaire à la suite de leur endommagement (naturel ou accidentel) ou en raison de leur vétusté. De plus, les poteaux

déjà en place ont parfois une résistance structurale insuffisante ou sont de taille inadéquate pour permettre l'installation de nouveaux équipements ou pour la modification des équipements existants. Il arrive aussi qu'ils doivent être déplacés.

### 3.5 Les normes et les pratiques d'entretien préventif

Hydro-Québec s'est dotée de programmes complets d'entretien. Une «réingénierie» des pratiques et des processus pour le réseau de distribution a débuté en 1997, laquelle est justement axée sur l'entretien de ce réseau. Une base de données sur l'état des équipements est d'ailleurs en voie d'être constituée. Par ailleurs, ses programmes de contrôle de la végétation et d'élagage se sont avérés efficaces, bien que la tempête de verglas de janvier 1998 ait montré que ces pratiques devraient être revues concernant le surplomb des arbres sur le réseau, surtout en milieu urbain.

Pour sa part, Bell Canada, outre ses activités régulières d'entretien, n'a pas de normes ou de pratiques préventives pour les poteaux en bois dont elle assume la gestion.

### 3.6 L'enfouissement du réseau en milieu urbain

Les conditions régissant la distribution souterraine à Hydro-Québec sont définies dans une directive<sup>26</sup> en vigueur depuis 1977 : «*L'établissement de la distribution souterraine peut se justifier pour des raisons techniques ou pour des considérations relevant de l'esthétique et de l'urbanisme. Le distributeur est le seul juge des raisons techniques qui peuvent nécessiter l'établissement de circuits souterrains*». On n'y fait cependant aucune mention directe de l'intérêt des réseaux souterrains en tant que moyen d'éliminer la vulnérabilité propre aux lignes aériennes : les aspects techniques abordés concernent essentiellement des problèmes de congestion ou d'encombrement des structures.

Pour revoir cette question, Hydro-Québec<sup>27</sup> a récemment confié un mandat au Centre d'expertise et de recherche en infrastructures urbaines (CERIU) pour réaliser une étude de faisabilité technico-économique sur la reconstruction, en souterrain, du réseau de distribution aérien en milieu urbain. Bell Canada<sup>28</sup> entend aussi participer à cette étude visant l'usage conjoint de canalisations ou de galeries de type multi-réseaux, où cohabiteraient plusieurs autres services d'utilité publique, dont ceux de la téléphonie, de la câblodistribution, des télécommunications, de l'éclairage public, du contrôle de la signalisation routière et d'autres réseaux privés du même type. La cohabitation pourrait même être étendue à des services tels que le chauffage urbain, l'alimentation en gaz naturel et les services d'aqueducs et dégoûts. Le concept à l'étude connaît donc plus de contraintes techniques que ce n'est le cas pour le réseau de distribution souterrain existant. Il pourrait cependant mener à une réduction des coûts d'ingénierie, de construction, d'exploitation et de maintenance.

---

26. Hydro-Québec, *Directive no. E.23-02, (ex BDN-02-66) Établissement de la distribution souterraine*, 31 août 1977, révisée 01 janvier 1980, 5 p.

27. Commission scientifique et technique [verglas de janvier 98], compte rendu des audiences publiques du 8 octobre 1998 (intervention d'Hydro-Québec).

28. Commission scientifique et technique [verglas de janvier 98], séance de travail avec des représentants de Bell Canada, 9 octobre 1998.

Par ailleurs, Hydro-Québec a entrepris deux projets de conversion en réseau souterrain utilisant des nouvelles technologies, dont des transformateurs à isolation solide, et de nouvelles techniques basées sur l'expérience allemande en matière de réseau souterrain.

En outre, Hydro-Québec élabore un programme d'enfouissement, lequel doit faire l'objet d'un examen par la Régie de l'énergie.

L'enfouissement des câbles et le développement de réseaux de distribution souterrains ont été étudiés par des spécialistes de la Commission et un rapport technique détaillé a été préparé à ce sujet<sup>29</sup>.

En milieu boisé (Outaouais, Estrie, Bois-Francs), la cause principale des dommages subis par le réseau de distribution semble avoir été la chute d'arbres et de branches surchargés de verglas, un fait qui souligne l'importance de l'émondage préventif dans les limites des emprises.

---

29. Voir «L'enfouissement des câbles et le développement des réseaux électriques souterrains» dans le présent volume, livre 2, chap. 2, sous-chapitre.



## SECTION 4

## 4.1 L'inventaire et l'analyse des causes des bris

Les méthodologies utilisées par Hydro-Québec et Bell Canada pour la cueillette de données sur les bris sont intéressantes puisqu'elles permettent de tirer des informations diverses et complémentaires. Cependant, la Commission estime que les délais entre les bris et la cueillette ont été longs et de nature à restreindre la fiabilité et l'utilité des données. Ainsi, dans son analyse statistique des causes de bris survenus sur le réseau de distribution, Hydro-Québec n'a pas étudié en détail ceux impliquant les divers accessoires d'attache des équipements aux poteaux. La fréquence de ce type de bris n'en représente pas moins 23 % des bris de l'échantillonnage dans son étude statistique. De même, les bris de câbles de neutre, de câbles de haubans et les poteaux hors-plomb<sup>30</sup> n'ont pas fait l'objet d'une étude suffisamment documentée. De l'avis des spécialistes de la Commission, il aurait été important de vérifier le comportement des principales pièces de quincaillerie, principalement les tiges isolantes pour l'attache des conducteurs, les supports de neutre et les accessoires d'attache des haubans. Une telle vérification aurait permis de mieux juger de la nécessité de remplacer les pièces pouvant avoir une résistance inférieure aux valeurs nominales annoncées par les manufacturiers.

Par ailleurs, le comportement d'un poteau en situation réelle, avec ses équipements, comme partie intégrante d'une ligne, peut différer significativement du comportement prévu par des calculs théoriques. À ce sujet, l'étude théorique faite par Bell Canada est apparue utile pour vérifier la concordance entre les normes de calcul et les conditions réelles. Les spécialistes de la Commission sont donc d'avis qu'il aurait été souhaitable qu'Hydro-Québec fasse aussi une analyse des charges dues au verglas et au vent sur ses lignes de distribution, ce qui n'a pas été fait. Une telle analyse aurait permis de comparer les efforts subis avec les résistances théoriques des structures et des équipements.

Hydro-Québec et Bell Canada, tout comme Ontario Hydro, en sont venus à la conclusion que les effondrements survenus dans le réseau de distribution en milieu rural résultent des accumulations excessives de glace sur les câbles combinées aux pressions exercées par le vent. Les accumulations totales de glace dans les zones les plus touchées par le verglas ont effectivement excédé de beaucoup l'épaisseur radiale maximale prévue, soit 12,7 mm (sur un câble de 25 mm de diamètre). De même, par endroits, les pressions de vent ont pu excéder les valeurs mesurées aux stations météorologiques, mais il est peu probable qu'elles aient excédé la valeur maximale de 385 Pa, correspondant à la norme.

Cependant, n'ayant pas été en mesure de déterminer avec précision les dates des effondrements, les spécialistes de la Commission estiment difficile d'identifier les types de bris qui ont pu se produire «prématurément» et lesquels se sont produits de façon «prévisible» selon la norme de conception. Étant donné le grand nombre de pannes sur le réseau de distribution en milieu rural, et ce, dès le premier jour de la tempête, il semble que certaines sections de lignes ne présentaient pas réellement la résistance théorique aux charges de conception. En fait, l'étude de Bell Canada<sup>31</sup>, pour un cas de charge sévère par rapport aux

---

30. Un poteau trop hors-plomb, c'est-à-dire excessivement incliné, indique généralement une mauvaise qualité de fondation ou des faiblesses aux ancrages des haubans.

31. Voir «Le réseau de distribution» dans le présent volume, livre 2, chap. 1, sous-chapitre, annexe (section 6.3).

conditions de la tempête de verglas, a démontré par un calcul théorique que les poteaux en bois conçus suivant les normes devraient avoir résisté dans presque tous les cas aux charges extrêmes. Hydro-Québec a observé des accumulations radiales maximales de glace équivalentes de beaucoup inférieures à 50 mm – de telles épaisseurs ont parfois été mesurées, mais en accumulation sur un seul côté des câbles et non en épaisseur radiale équivalente – sur les câbles du réseau de distribution, ce qui fait que l'étude de Bell Canada porte sur des charges supérieures aux conditions qui se sont effectivement produites, même dans la zone la plus touchée par le verglas. Selon les calculs de Bell Canada, les poteaux les plus vulnérables sont situés sur des lots urbains, chargés de beaucoup d'équipement; il ne s'agit donc pas nécessairement de ceux qui sont situés en milieu rural et à longues portées. L'analyse des bris des poteaux doit donc porter sur des phénomènes déclencheurs: les bris prématurés de traverses en bois se propageant en cascade et ajoutant des effets d'impact sur les autres composants<sup>32</sup>; les bris de câbles ou bris d'accessoires d'attache se propageant également en cascade; les bris de natures diverses impliquant des charges déséquilibrées et excessives sur les structures.

#### 4.2 La conformité des équipements

En pratique, les planificateurs et les concepteurs des lignes du réseau de distribution, ceux qui tracent ces lignes et déterminent les structures qui les constituent, n'ont pas à effectuer de travaux d'ingénierie, situation qu'on retrouve tant chez Hydro-Québec que chez Bell Canada. De plus, les hypothèses théoriques et les approximations des guides techniques (tableaux, abaques, graphiques, etc.) ne sont pas prouvées, donc pas accessibles aux projecteurs. Les spécialistes de la Commission sont d'avis qu'il serait souhaitable que les planificateurs de lignes puissent utiliser les informations sur les diverses hypothèses de conception des ouvrages, de même que les précisions fournies dans les guides techniques correspondants. Dans le contexte actuel de la réalisation des projets, les planificateurs de lignes d'Hydro-Québec doivent prendre pour acquis que l'application des normes de construction<sup>33</sup> garantira des résistances conformes à la norme de base<sup>34</sup>.

Dans ce contexte, une surveillance rigoureuse de la construction visant à s'assurer du respect des normes prend une grande importance. Or, le rapport Warren<sup>35</sup> a fait état d'un certain nombre de cas de non-conformités quant aux portées maximales dans certaines zones rurales. De l'avis des spécialistes de la Commission, le risque qu'une telle situation ne se reproduise diminue beaucoup si les lignes sont inspectées par un personnel formé à cet effet et conscient des conséquences que peuvent avoir les dérogations aux plans et devis.

Les sources d'incertitude sur la conformité des équipements aux normes et aux pratiques de conception sont nombreuses; elles s'ajoutent aux aléas des erreurs commises lors de la construction ou de l'installation. Ainsi, les spécialistes de la Commission estiment qu'il est impossible de garantir que les structures et les équipements, tels que projetés et construits, puissent effectivement résister aux charges prévues par la norme. Quant au dimensionnement des traverses en bois, par exemple, la résistance structurale ne fait l'objet d'aucune évaluation par calcul. Or, les nombreux bris de traverses observés à la suite du verglas suggèrent une faiblesse particulière à ce niveau. De plus, un problème similaire semble se poser pour d'autres composants, notamment divers connecteurs, câbles et accessoires possédant une fonction

---

32. Un phénomène observé par Ontario Hydro.

33. Essentiellement l'application de la norme B41.11.

34. Canadian Standards Association, norme CAN/CSA C22.3 n° 1.

35. Comité d'experts mandaté par le conseil d'administration d'Hydro-Québec, *Rapport sur la tempête de verglas de janvier 1998*, juillet 1998, 39 p.

structurale: ils sont spécifiés sur la base des résistances nominales annoncées par les manufacturiers. Ces valeurs ne sont pas systématiquement prouvées et les résistances effectives pourraient présenter des variations.

Toutefois, compte tenu de la bonne performance de plusieurs lignes dans la région affectée par la tempête de verglas, la Commission est d'avis que les lignes étaient dans l'ensemble conformes aux normes et aux pratiques d'Hydro-Québec.

#### 4.3 Les normes et les pratiques d'entretien

La Commission n'a pu obtenir d'Hydro-Québec l'information voulue sur ses pratiques d'entretien des lignes de distribution<sup>36</sup>.

Elle a cependant pu constater que, dans la gestion des budgets et des programmes d'entretien de ses réseaux, en particulier pour celui de distribution, Hydro-Québec accorde une importance primordiale aux indices de continuité de service. La Commission reconnaît toute l'importance de tels indices mais elle estime qu'ils ne peuvent servir à gérer la maintenance préventive des équipements structuraux et mécaniques puisqu'ils ne sont pas de nature à révéler, sinon *a posteriori*, une dégradation progressive de performance. À ce sujet, l'exemple le plus éloquent est celui des poteaux hors-plomb, lesquels peuvent continuer à remplir leur fonction structurale sous de faibles surcharges mais ne peuvent résister à des charges approchant les limites de conception<sup>37</sup>.

Quant au vieillissement des poteaux, la question demeure complexe: même un poteau non utilisé – stocké selon les procédures normales – voit certaines de ses propriétés mécaniques se dégrader avec le temps. De par sa nature même, le bois est un matériau complexe et il est difficile de bien caractériser ses propriétés mécaniques, même dans les conditions idéales du laboratoire. La Commission estime qu'Hydro-Québec doit évaluer la résistance effective des poteaux des lignes. Toutefois, les données disponibles sur les effets de la tempête de verglas ne montrent aucune corrélation directe entre l'âge des poteaux et les bris constatés.

#### Autres constats

Sur la base des études et des analyses des dommages structuraux subis par les lignes de distribution, la Commission en est arrivée aux constatations qui suivent.

##### La conformité des équipements

- Les planificateurs et les concepteurs des lignes de distribution d'Hydro-Québec ne disposent pas actuellement de moyen de vérifier si les structures, une fois construites, peuvent résister aux charges prévues par la norme.
- Une surveillance rigoureuse de la construction visant à s'assurer du respect des normes prend ainsi une grande importance. Or, un certain nombre de cas de non-conformités ont été relevés quant aux portées maximales dans certaines zones

---

36. Le comité Warren a déploré ne pas avoir eu accès à cette information non plus.

37. Le comité Warren a d'ailleurs insisté sur ce problème précis.

rurales. Le risque qu'une telle situation ne se reproduise serait de beaucoup diminué si les lignes étaient inspectées par un personnel conscient des conséquences que peuvent avoir les dérogations aux plans et devis.

Toutefois, compte tenu de la bonne performance de plusieurs lignes dans la région affectée par la tempête de verglas, la Commission est d'avis que les lignes devaient généralement s'avérer conformes aux normes et aux pratiques d'Hydro-Québec.

- Le programme d'assurance de la qualité applicable à la fourniture des assemblages d'attache des câbles aux poteaux et aux traverses ne comporte pas d'essais sur prototypes, avec échantillonnage statistiquement significatif. Un tel programme permettrait de vérifier la résistance mécanique des assemblages complets et d'en évaluer la variabilité.
- De même, des essais destructifs, contrôlés et statistiquement significatifs, ne sont pas effectués sur des prototypes de poteaux haubanés; de tels essais permettraient de vérifier l'adéquation entre les calculs et le comportement des structures en situation réelle et d'évaluer la variabilité de leur résistance mécanique.

#### **La révision des normes**

- La norme de calcul des charges climatiques de base apparaît insuffisante et ne correspond pas à un niveau de fiabilité mécanique adéquat pour les lignes aériennes de distribution. Une charge de 20 mm d'épaisseur de glace radiale équivalente, plutôt que 12,7 mm dans la norme actuelle, en combinaison avec l'effet d'une pression de vent transversal de 400 Pa, permettraient au réseau de mieux résister en cas de verglas. (Ces valeurs accrues correspondent à celles du projet de révision de la norme CSA/C22.3 n° 1 en zone de verglas sévère.)

#### **Le renforcement des lignes**

- Les poteaux en acier ou en béton présentent des caractéristiques de résistance plus homogènes que les poteaux en bois et ils jouissent d'une meilleure fiabilité. Leur introduction graduelle sur les lignes de distribution permettrait d'en améliorer la robustesse mécanique et de créer des points forts – modification qui rejoint le concept des structures anti-chute en cascade –, particulièrement bien adaptés pour les points de jonction, d'angle et de fin de course.
- La grande majorité (89 %) des poteaux brisés supportaient des portées de plus de 50 m, avec une portée moyenne de 67 m. La réduction des portées diminue les charges à supporter et confère aux lignes de distribution une meilleure résistance à d'éventuelles surcharges de verglas.
- Certains types de câbles se sont avérés contre-performants: 96 % des bris de conducteurs sont survenus sur des conducteurs de type 2 ACSR (42 %) et 6 CW (54 %). Ces types de conducteurs ne doivent plus être utilisés afin de minimiser les risques de bris de câbles lors de nouveaux épisodes de verglas.
- De plus, même si les poteaux représentent les trois quarts des composants brisés, les traverses, les accessoires d'attache et les conducteurs ont aussi subi de nombreux bris. Une étude approfondie des bris doit être faite, incluant les accessoires d'attache des câbles aux poteaux et aux traverses, afin d'identifier les composants qui se sont avérés contre-performants pour en abolir l'usage.
- Le remplacement systématique des traverses en bois par des traverses en matériau composite ou en acier permettrait de renforcer appréciablement les lignes aériennes du réseau triphasé.

- Les poteaux hors plomb présentent des risques accrus d'effondrement. Leur redressement réduirait ce risque; il est justifié de faire le dépistage des cas problématiques après la période de dégel, à chaque printemps.
- Un programme d'évaluation de la résistance *in situ* et de la durée de vie résiduelle des poteaux en bois, utilisant les technologies modernes d'évaluation non destructive des composants, en donnant priorité aux lignes les plus âgées, permettrait de mieux identifier les structures les plus vulnérables.

#### **Les pratiques d'entretien des lignes**

- Dans la gestion des budgets et des programmes d'entretien de ses réseaux, en particulier pour le réseau de distribution, Hydro-Québec accorde une importance primordiale aux indices de continuité de service.

La Commission reconnaît l'importance de tels indices, mais elle estime qu'ils ne peuvent servir à gérer la maintenance préventive des équipements structuraux et mécaniques puisqu'ils ne sont pas de nature à révéler, sinon *a posteriori*, une dégradation progressive de performance.

- Hydro-Québec s'est dotée de programmes complets d'entretien et une base de données sur l'état des équipements est en voie d'être constituée.
- Ses programmes de contrôle de la végétation et d'élagage se sont avérés efficaces, bien que la tempête de verglas de janvier 1998 ait montré que ses pratiques devaient être revues concernant le surplomb des arbres sur le réseau, surtout en milieu urbain.
- Des procédures et des techniques de déglacage mécanique ou thermique des lignes sous tension ne sont pas utilisées sur le réseau de distribution d'Hydro-Québec.

#### **La collecte et la gestion des données sur les dommages**

- Les données relatives aux dommages subis par les lignes de distribution d'Hydro-Québec pourraient constituer une importante source d'information en vue de l'amélioration du réseau.

Ainsi, il apparaît important qu'une base de données soit constituée à partir des données et analyses disponibles sur les bris de lignes survenus en janvier 1998, mais aussi lors d'événements antérieurs; elle devrait être structurée de manière à accueillir les données tirées des bris éventuels.

annexe

**Rencontre technique  
entre les spécialistes  
de Bell Canada  
et les collaborateurs  
aux dossiers techniques  
de la Commission Nicolet  
sur le verglas**

Compte rendu

Date: 9 octobre 1998 à 13h30

Lieu: Salle 28E, Tour Bell Canada, 700, rue de la Gauchetière ouest, Montréal

Étaient présents:

**De Bell Canada:** Sylvain Baillargeon  
Pierre Giroux  
Denis Marquis  
Hélène Michaud  
Gilles Paradis

**D'Hydro-Québec:** Denise Cheyviolle  
Jacques Dubois

**De la Commission:** Gilles Baril  
Luc Chouinard  
Kenneth Johns  
Franz Knoll  
Gilles Marinier  
Ghyslaine McClure  
Jean Paré  
Pascal Thiaulier

1.0 Introduction des participants de la Commission et d'Hydro-Québec

2.0 Vue d'ensemble de l'opération du réseau de Bell Canada (D. Marquis)

2.1 Présentation des participants de Bell Canada

2.2 Revue de l'organisation de Bell Canada au Québec

Lors de la présentation de l'organigramme, D. Marquis souligne que les activités de planification des mesures d'urgence relèvent du Coordonnateur Corporatif Brian Miller, en poste en Ontario.

2.3 Aperçu du réseau extérieur de Bell Canada au Québec et en Ontario

Des données sommaires sont présentées (reproduites au tableau 1) indiquant les proportions du réseau en fonction de la longueur des lignes suivant trois catégories de construction: le réseau aérien sur poteaux, le réseau souterrain en conduite, et le réseau de câbles enfouis sans conduite. Les données sont présentées séparément pour le réseau sur fils en cuivre et celui sur fibres optiques. Selon ces données, le réseau de communication au Québec est principalement aérien (69% des lignes avec fils en cuivre et 53% des lignes avec fibres optiques), comparativement au réseau ontarien qui est davantage enfoui (51% des lignes avec fils en cuivre) ou souterrain (42% des lignes avec fibres optiques).

Tableau 1

<b>Composition des réseaux de communication téléphonique du Québec et de l'Ontario (données de décembre 1997)</b>				
	Type de fils	Aérien	Souterrain	Enfoui
Québec	Cuivre	69%	12%	19%
	Fibre optique	53%	35%	12%
Ontario	Cuivre	37%	12%	51%
	Fibre optique	27%	42%	31%

La configuration du réseau sur les deux territoires a nécessairement un impact sur la nature des défauts relevés et les coûts affectés à la réparation. Le tableau 2 indique la répartition, en %, du nombre de rapports de défaut signalés par les clients ainsi que les coûts moyens de réparation en dollars par rapport de défaut. Ces données sont basées sur l'année 1995. La composition des réseaux aériens et enfouis (regroupant cette fois les lignes avec fils en cuivre et les lignes avec fibres optiques) est indiquée entre parenthèses en pourcentage du nombre de km de lignes. On note également que les défauts liés au réseau souterrain sont exclus de cette comparaison.

Ces statistiques indiquent qu'au Québec le réseau aérien génère relativement plus de rapports de défaut que le réseau enfoui. La situation est inversée en Ontario, avec des proportions plus équilibrées en fonction de la composition du réseau. Aussi, les coûts de réparation moyens des défauts sur réseau enfoui sont nettement plus élevés que ceux du réseau aérien : la proportion est de 2,17/1 au Québec et 1,61/1 en Ontario.

Tableau 2

<b>Nombre de rapports de défaut et coûts de réparation moyens (Données pour l'année 1995)</b>			
	Défauts	Aérien	Enfoui
Québec	% rapports de clients	91 % (79 %) <sup>†</sup>	9 % (21 %) <sup>†</sup>
	Coût de réparation moyen \$ par rapport de client	88,37 \$	191,40 \$
Ontario	% rapports de clients	38 % (42 %) <sup>†</sup>	62 % (58 %)*
	Coût de réparation moyen \$ par rapport de client	96,51 \$	155,45 \$

\* Proportion correspondante du réseau (aérien + enfoui)

L'analyse des facteurs qui influencent le nombre de défauts n'a pas été présentée en détail mais on a mentionné l'âge des réseaux comme facteur probable. Les défauts sur le réseau aérien étant sujets à l'incidence des intempéries climatiques (vent fort, verglas et vent), il est également difficile de comparer directement les statistiques du Québec et de l'Ontario. Quant aux facteurs qui influencent les coûts de réparation, le facteur temps est très important. Dans les réseaux enfouis, le temps requis pour accéder à l'équipement défectueux dépasse nécessairement le temps requis pour les équipements en réseau aérien. L'excavation nécessaire en réseau enfoui requiert également du matériel spécialisé et du personnel additionnel.

Les tendances préférentielles récentes de Bell Canada pour l'installation de nouvelles lignes (hors zone urbaine dense) vont en réseau aérien au Québec et en réseau enfoui en Ontario. Il faut noter que les coûts différentiels de l'enfouissement des câbles en Ontario, par rapport aux coûts de construction des lignes aériennes, sont assumés directement par les promoteurs ou les municipalités, donc indirectement en fin du compte par les usagers.



## 2.4 Réglementation et droits de passage

La réglementation concernant l'accès aux voies et lieux publics afin d'assurer les services de télécommunication relève du Conseil de la Radiodiffusion et des Télécommunications Canadiennes (CRTC) dans la Loi C62 (1993). Bell Canada a l'obligation d'assurer le service local dans toutes les régions sous sa juridiction et la loi lui procure les droits d'accès aux emprises, en accord avec les municipalités. Dans plusieurs cas, des servitudes sont explicites dans les actes de propriété notariés (notamment sur les certificats de localisation). Dans tous les cas, on obtient au minimum une permission verbale du propriétaire de passer.

## 2.5 Historique de l'usage conjoint des poteaux de lignes avec Hydro-Québec

Le premier contrat formel d'usage conjoint des structures date de 1969. La pratique s'est répandue significativement en 1981 alors que Hydro-Québec et Bell Canada se sont partagé à peu près également le parc de poteaux existants et ont convenu d'en faire un usage conjoint. L'entente favorisait l'utilisation conjointe des structures autant que possible. Un nouveau contrat a été signé en novembre 1997 pour une durée de cinq ans. Ainsi, le contrat d'usage conjoint 1997 était en vigueur lors de la tempête de verglas de janvier 1998.

## 2.6 Partenariat renforcé avec l'entente de 1997

Le contrat d'usage conjoint en vigueur prévoit un partenariat renforcé dans plusieurs activités. Des rencontres mensuelles de gestion du contrat sont tenues par un comité conjoint Bell Canada – Hydro-Québec. Il y a aussi participation commune aux activités du CERIU (Centre d'Expertise et de Recherche en Infrastructures Urbaines), au projet ORIEL (Options de Réseau Intégrées à l'Environnement Local) sur les concepts de structures de distribution aérienne d'apparence améliorée, et aux activités de CIRANO (Centre inter-universitaire de recherche en analyse des organisations). Enfin, les deux parties souhaitent qu'un outil de conception commun des poteaux de lignes soit implanté (voir 6.4). Le contrat stipule également qu'il doit y avoir représentation conjointe des deux parties dans tout forum public pertinent aux activités couvertes par le contrat, ce qui explique notamment la présence de représentants d'Hydro-Québec à la présente rencontre.

## 3.0 Le réseau aérien de Bell Canada en Montérégie avant et après le verglas de janvier 1998 (G. Paradis)

### 3.1 Description générale

Une carte est présentée, indiquant le propriétaire des parcs de poteaux dans la région de la Montérégie. On distingue trois catégories: les parcs Bell Canada, les parcs Hydro-Québec, et des secteurs où Bell Canada n'est pas présente. Dans le territoire «Richelieu» d'Hydro-Québec le plus touché par la tempête de janvier 1998, les parcs de poteaux sont surtout de type Hydro-Québec exclusivement et conjoint Bell Canada et Hydro-Québec. Sur ce territoire, avant la tempête, on comptait 325 000 poteaux appartenant à Hydro-Québec et 200 000 poteaux appartenant à Bell Canada. À la suite de la tempête, on a dû remplacer environ 16 000 (soit 4,9%) poteaux d'Hydro-Québec et 6 000 (soit 3,0%) poteaux de Bell Canada. Le nombre de clients de Bell Canada dans la région du «triangle de glace» était d'environ 653 000: 85% d'entre eux étaient desservis par des lignes sur fils en cuivre et 15% par une alimentation sur fibres optiques via des concentrateurs numériques.

### 3.2 Dommages à Saint-Césaire

Les données détaillées sur les dommages subis dans la municipalité de St-Césaire sont présentées comme exemple typique de la région fortement touchée par la tempête de verglas de janvier 1998. Le tableau 3 (voir page suivante) résume les quantités de km de câbles de télécommunications en place et qui ont dû être remplacés, en fonction du diamètre et de la masse des câbles. Les catégories de câbles sont les suivantes :

- Petit : masse inférieure à 1,6 kg/m et diamètre inférieur à 35 mm ;
- Moyen : masse entre 1,6 et 3,3 kg/m et diamètre entre 35 et 49 mm ;
- Gros : masse entre 3,3 et 4,9 kg/m et diamètre entre 49 et 61 mm.

Des échantillons des divers types de câbles sont en démonstration dans la salle de réunion. Au total, Bell Canada a dû remplacer 14 % de ses câbles dans St-Césaire.

### 3.3 Processus de reconstruction des réseaux

Tel qu'expliqué par Hydro-Québec en audiences publiques à la Commission, Bell Canada confirme le mode d'opération par missions et sa participation à 15 missions conjointes Bell Canada/Hydro-Québec. Les priorités de rétablissement du service ont été établies conjointement avec Hydro-Québec. Les activités de nettoyage des sites durant et après la tempête ont été partagées. Le territoire touché a été patrouillé par des équipes Bell Canada et/ou Hydro-Québec afin d'établir la liste des interventions nécessaires. Le partage du travail s'est fait selon le contrat d'usage conjoint, c'est-à-dire que Bell Canada a coordonné les activités pour ses parcs et Hydro-Québec a fait de même dans les siens. Bell Canada prévoit compléter ses activités de restauration en fin d'année 1998.

Tableau 3

Réseau de Bell Canada à Saint-Césaire (kilomètres de câbles)				
	Petit	Moyen	Gros	Total
Fils en cuivre : En place	24 240,75 (82,6 %)	46,76 (16,0 %)	4,15 (1,4 %)	291,66 (100 %)
Fils en cuivre : Remplacés	25,44 (10,6 %) <sup>†</sup>	12,65 (27,1 %) <sup>†</sup>	1,33 (32,0 %) <sup>†</sup>	39,42
Câbles à fibres optiques :				
En place	11,64	0.	0.	11,64
Câbles à fibres optiques :				
Remplacés	4,17	0.	0.	4,17

<sup>†</sup> Proportion du nombre de kilomètres de câbles en place qui ont dû être remplacés.

## 4.0 Nature dommages subis par le réseau de Bell Canada lors de la tempête de janvier 1998 (S. Baillargeon)

### 4.1 Données générales

Durant et après la tempête, Bell Canada a relevé que 300 centraux et 502 terminaux distants ont été privés d'alimentation électrique et que plus de 600 génératrices ont été mises en place pour alimenter ces installations, ce qui a permis de maintenir le service à 98,5 % des abonnés desservis par Bell Canada (soit environ 2 250 000 clients dans les régions touchées). En date

du 11 janvier, un maximum de 165 000 abonnés étaient sans service téléphonique. Le service des réparations de Bell Canada (611) ainsi que le service des téléphonistes (0) ont connu des achalandages importants avec des volumes d'appels en hausse de 800 % pour le premier et de 30 à 80 % pour le second.

Bell Canada a dû remplacer 6 000 poteaux au Québec et 2 500 poteaux en Ontario, avec un total de 700 km de câbles en cuivre et 60 km de câbles à fibres optiques. Environ 230 000 unités de fils d'abonné (reliant le poteau au bâtiment) ont dû être réparées ou remplacées. Ces activités ont mobilisé plus de 3 500 personnes.

#### 4.2 Sondages d'opinion sur les dommages

L'information sur les dommages a été obtenue par sondage auprès des groupes opérationnels directement impliqués (ingénierie, construction et réparation des câbles). Au total, 61 questionnaires ont été complétés durant les mois de février et mars 1998 en Ontario et au Québec. Bell Canada insiste que ces sondages n'ont pas de rigueur statistique mais qu'il s'agissait simplement d'un outil d'analyse des tendances en vue de faire une analyse des causes de bris. Le questionnaire distinguait les catégories de poteaux (en usage commun, compagnie d'électricité seulement, Bell Canada seulement), les types de structures (alignement, coin, jonction, fin de course), l'âge des poteaux, les espèces de bois des poteaux et leur classe, ainsi que la longueur des portées affectées (inférieures ou supérieures à 60 m). On note que de tous les facteurs énumérés, seule la portée a été identifiée comme facteur significatif lors de l'analyse des bris. Les espèces utilisées par Bell Canada sont principalement le pin jaune, le pin gris et le pin rouge. Depuis les années 80, Bell Canada favorise l'installation de poteaux traités au CCA (arséniate de cuivre chromaté) alors qu'Hydro-Québec utilise encore le traitement au pentachlorophénol (PCP). Bell Canada mentionne que la littérature sur la préservation du bois reconnaît de plus en plus que l'espérance de vie des poteaux traités au CCA est supérieure à celle des poteaux traités au PCP.

Plusieurs photographies d'exemples de bris survenus en Ontario et au Québec ainsi que quelques histogrammes de résultats ont été présentés. Les faits saillants sont les suivants :

- Les poteaux des régions rurales ayant des portées de plus de 60 m ont été les plus affectés (environ 75 % des bris).
- Les poteaux se sont rompus surtout en flexion (combinée avec la compression).
- Lorsque la partie cassée du poteau se situait en haut des câbles téléphoniques, Bell Canada soutient que le toron de support des fils téléphoniques s'est comporté comme un hauban latéral et a contribué à limiter la propagation des dommages. La zone de contraintes de flexion maximales s'est développée au voisinage de l'attache des câbles de télécommunication ou un peu plus haut dans la zone électrique, dans l'espace neutre et l'espace basse tension.
- Lorsque la partie cassée du poteau se situait près de la base, soit dans le cas d'usage Bell Canada seul ou compagnie d'électricité seule, l'effet de haubanage du toron métallique de Bell Canada n'a pu se produire comme dans le cas des poteaux en usage commun.
- Environ 45 % des bris de poteaux ont impliqué un mode de rupture en cascade longitudinale, possiblement dû à un bris de câble, et environ 35 % sont attribués à des effets transversaux dus à la pression dynamique du vent sur les câbles recouverts de glace. Environ 10 % des bris sont demeurés inexplicables.

- Les causes de bris établies par le sondage se répartissent en deux groupes. Le premier groupe, le plus important, est attribué aux surcharges excessives dues au poids du verglas accumulé sur les câbles. (Il est à noter que Bell Canada n'a réalisé aucune mesure de l'épaisseur de verglas sur les câbles.) Le deuxième groupe de ruptures est attribué, par ordre décroissant d'importance, aux déséquilibres longitudinaux des tensions transférées aux poteaux, aux forces d'impact causées par la chute d'arbres ou de grosses branches, et aux vibrations excessives sous le vent.
- Certaines ruptures ont été attribuées à des mauvaises fondations (poteaux « déracinés » et ancrages de haubans sortis du sol). Il y a eu beaucoup de ruptures de fils d'abonnés et de fils de ligatures attachant les câbles téléphoniques au toron métallique porteur. Les bris des branchements d'abonnés ont été accompagnés de bris de composants aux terminaux.

#### 4.3 Recommandations préliminaires de Bell Canada à la suite de son analyse des dommages

- Réévaluer toutes les composantes du branchement d'abonné ainsi que les procédures relatives aux fils de ligature.
- Identifier les moyens disponibles pour éviter les chutes en cascades (fusibles mécaniques, dispositifs d'absorption des chocs dynamiques, etc.)
- Revoir les charges climatiques de conception. La norme actuelle, CAN/CSA C22.3 n° 1, prévoit un chargement lourd le long du fleuve Saint-Laurent qui se traduit par 12,7 mm d'épaisseur radiale de verglas sur les câbles combiné à 385 Pa de pression horizontale de vent.
- Revoir les procédures associées aux ancrages et aux haubans.
- Revoir les procédures associées au perçage des trous dans les poteaux en bois.

#### 5.0 Conception et maintenance des structures en usage conjoint (P. Giroux)

##### 5.1 Conception des structures en usage conjoint

La répartition territoriale des parcs de poteaux prévue au contrat stipule qu'il n'existe qu'un seul propriétaire ou gestionnaire des poteaux en usage conjoint. Le propriétaire des poteaux en assure la conception et l'entretien, en tenant compte des besoins du partenaire usager et des tiers (câblodistribution). Le partenaire usager, non propriétaire, est responsable de poser les affermisements requis pour équilibrer les charges additionnelles imposées par son réseau. Afin d'illustrer le partage des responsabilités, trois exemples sont donnés :

##### 1. Implantation d'une nouvelle ligne en usage conjoint

Le gestionnaire fait la conception des poteaux pour les besoins conjoints des parties et gère l'implantation des structures et des ancrages de haubans communs. Les parties y fixent ensuite leur propre équipement.

## **2. Établissement de l'usage en commun sur une ligne existante**

## **3. Modifications aux lignes conjointes existantes.**

Le partage des responsabilités est le même pour les deux dernières situations. Le requérant calcule l'impact de ses besoins sur la structure existante et indique au propriétaire du poteau les changements requis à la structure. Avec l'accord du propriétaire, c'est le requérant qui effectue les changements appropriés (incluant les besoins de tiers s'il y a lieu).

### **5.2 Maintenance des structures en usage conjoint**

Les activités d'entretien des structures comme telles sont réalisées par le propriétaire, alors que l'entretien des autres équipements relève spécifiquement des usagers. L'émondage se fait par le partenaire qui en a strictement besoin. Une inspection visuelle des poteaux est faite à peu près chaque fois qu'une modification du réseau ayant une incidence structurale est envisagée. Lorsque jugé nécessaire, le poteau est redressé. Le remplacement des poteaux peut faire suite à leur endommagement (naturel ou accidentel) ou à leur vétusté. Les poteaux existants sont parfois inadéquats en résistance structurale ou en taille pour accommoder un besoin nouveau, ou il faut les déplacer. Bell Canada et Hydro-Québec remplacent au total environ 18 000 poteaux en bois en usage conjoint chaque année sur le réseau de distribution, et l'âge moyen des poteaux remplacés est de 20 à 25 ans. Le parc total de poteaux appartenant à Bell Canada au Québec compte environ 700 000 poteaux (conjointes et non conjointes).

### **6.0 Normes, pratiques et conformité des structures de lignes de Bell Canada (H. Michaud)**

#### **6.1 Principaux objectifs de la présentation**

Les objectifs de cette présentation sont de confirmer et démontrer que :

- les pratiques de Bell Canada sont conformes à la norme CAN/CSA C22.3 n° 1 pour la conception des lignes aériennes ;
- en raison du contrat d'usage conjoint, les poteaux installés sont souvent de classe supérieure à la classe requise selon les pratiques de Bell Canada. Dépendamment de la portée de référence, du nombre de phases de conducteurs moyenne tension, du milieu (urbain ou rural), et de la localisation (sur rue, hors rue), une classe de poteau minimale de 5 ou 4 est requise ;
- la charge de verglas maximum prévue à la conception (verglas maximum de 12,7 mm radial combiné à un vent modéré de 385 Pa sur les câbles) a été excédée dans la zone la plus touchée par le verglas de janvier 1998.

#### **6.2 Pratiques de conception de la dernière décennie**

Les pratiques de conception de poteaux de lignes de Bell Canada de la dernière décennie sont conformes en tout point à la norme CAN/CSA C22.3 n° 1 – M87, notamment en ce qui concerne les facteurs de majoration des charges, les charges atmosphériques, les dégagements au sol minimums, les dégagements à mi-portée entre les câbles et les classes de construction minimales.

Les forces transversales, longitudinales et verticales ainsi que les classes de poteaux sont déterminées par les projeteurs à partir de tableaux, abaques et graphiques qui donnent souvent lieu à des classes de poteaux plus résistantes que celles réellement requises. Les classes de poteaux sont déterminées pour satisfaire à la fois les critères de flexion et de stabilité, mais la classe minimale à sélectionner est stipulée au contrat d'usage commun.

### 6.3 Application des pratiques

Bell Canada a fait une étude comparative théorique de quelques exemples de conception de réseaux types en milieu urbain (portées de 35 m et 45 m) et rural (portée de 60 m) en considérant le choix des classes requis selon les pratiques de Bell Canada de la dernière décennie (décrites en 6.2), selon le contrat d'usage conjoint, puis en condition de tempête de janvier 1998 à Saint-Hubert. Les conditions de tempête ont été fixées à 50 mm d'épaisseur radiale de glace et 150 Pa de pression de vent sur les câbles. Un vent de 150 Pa correspond à des vitesses horaires moyennes de 40 à 45 km/h en région non côtière. Selon les sources d'Environnement Canada, une accumulation maximale de verglas de 50 mm sur un conducteur de 1 po et une vitesse horaire moyenne maximale du vent d'environ 35 km/h ont été enregistrées à Saint-Hubert.

L'étude théorique suppose également que les câbles, traverses, pièces de quincaillerie, haubans et fondations peuvent résister sans dommages aux conditions de charge. Seules l'aptitude au service des poteaux et les tensions dans les câbles sont analysées.

La comparaison a porté sur 14 cas de structures différentes : 8 en alignement, 2 en fin de course et 4 en coin. La longueur des poteaux étudiés varie de 35 à 45 pi. Sur les 14 cas étudiés, le contrat en usage commun excède ou égale les exigences de Bell Canada dans 12 cas. Les calculs des classes de poteaux nécessaires pour résister aux conditions de tempête de janvier 1998 montrent des classes insuffisantes (bris théoriques) dans 2 cas sur 14, soit dans l'exemple d'une structure d'alignement et de fin de course en lot urbain / avant où sont fixés de nombreux câbles (poteau 40 pi, portée 45 m). Durant la tempête de verglas, certains poteaux ont pu céder à cause de ruptures de conducteurs, chutes en cascade, bris de traverses, de pièces de quincaillerie, de fondations, de haubans, impact de la chute d'arbres ou de branches, etc. Ces causes indirectes n'ont pas été prises en compte dans l'analyse comparative.

L'étude de la tension maximum dans les câbles sous conditions de tempête en milieu rural (portée de 60 m) a montré que la tension calculée excède largement 60% de la résistance à la traction du câble (RTS), avec des valeurs maximales de l'ordre de 90% à 95% du RTS. En milieu urbain, les tensions maximales calculées se rapprochent de 60%. Des tensions de cet ordre peuvent provoquer des allongements et des ruptures de câbles.

### 6.4 Améliorations récentes aux pratiques

Bell Canada a développé un logiciel de conception de poteaux de lignes (APLD: Access Pole Line Designer) qui permet de raffiner l'analyse structurale, notamment en ce qui concerne :

- l'effet P-Delta (flexion additionnelle causée par l'excentricité des charges de compression – en pratique, l'effet de lourds transformateurs excentrés et les poteaux inclinés) ;
- l'interaction des forces transversales et longitudinales dans le calcul de la flexion ;
- l'utilisation de facteurs de surcharge variables ;

- la longueur effective de flambage du poteau selon diverses configurations;
- un total de 8 directions du vent par rapport à la ligne;
- le calcul des flèches et tensions permet de tenir compte des allongements permanents, du fluage des câbles, des courbes réelles contraintes-déformations des câbles.

Bell Canada a énuméré les nombreux avantages qu'un tel outil de conception lui procure, afin de lui permettre de rationaliser encore davantage la conception des lignes sur poteaux.

Compte rendu préparé par Ghyslaine McClure le 23 novembre 1998, modifié le 21 décembre 1998 et approuvé par Bell Canada.

## **bibliographie**



## Audiences publiques, comptes rendus et mémoires

---

Les références bibliographiques des travaux de la Commission scientifique et technique comprennent les mémoires, avis écrits et comptes rendus des audiences publiques. La liste des personnes et des organisations ayant contribué aux travaux de la Commission en participant aux audiences publiques ou en acheminant un mémoire ou autre écrit est publiée à la fin de ce volume.

## Autres documents

---

COMITÉ D'EXPERTS MANDATÉ PAR LE CONSEIL  
D'ADMINISTRATION D'HYDRO-QUÉBEC (Comité  
Warren), *Rapport sur la Tempête de verglas de janvier 1998*.  
Juillet 1998, 39 pages.

HYDRO-QUÉBEC. *Établissement de la distribution souterraine,  
Directive no E.23-02 (ex BDN-02-66)*. 31 août 1977,  
révisée 1<sup>er</sup> janvier 1980, 5 pages.

———. *État du réseau de distribution avant la tempête du  
5 janvier 1998*, 22 septembre 1998, 5 pages.

———. *Impacts sur le réseau des tempêtes de verglas passées/lignes*.  
Direction Expertise et support technique de transport,  
25 mai 1998, 2 pages.

———. *Norme de construction – Réseau aérien B41.11*. Édition 1996,  
200 pages.

———. *Verglas 1998 – Observations*. 30 septembre 1998, 56 pages.

KRISHNASAMY, S. G., H. A. EWING et A. A. SHEHATA, *Wood strength  
data base for reliability-based design, Probabilistic methods  
applied to electric powers systems PMAPS 91*. Comptes rendus  
no 338, IEE, p. 108-113.

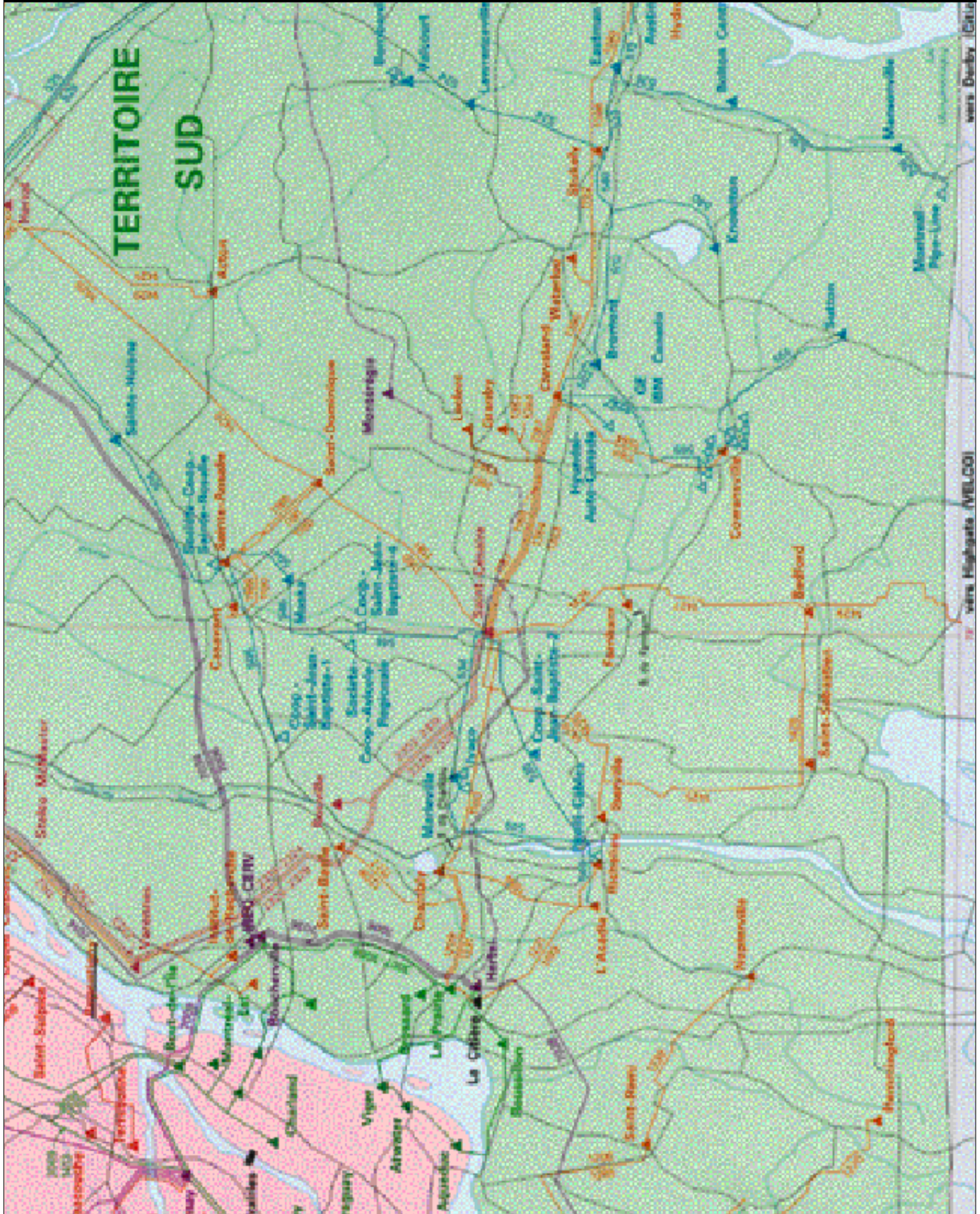
ONTARIO HYDRO, *Ice Storm '98 – A report on the electricity supply  
impacts of the January 1998 ice storm in eastern Ontario*.  
1<sup>er</sup> mai 1998, 147 pages.

### Les réseaux de transport principal d'Hydro-Québec



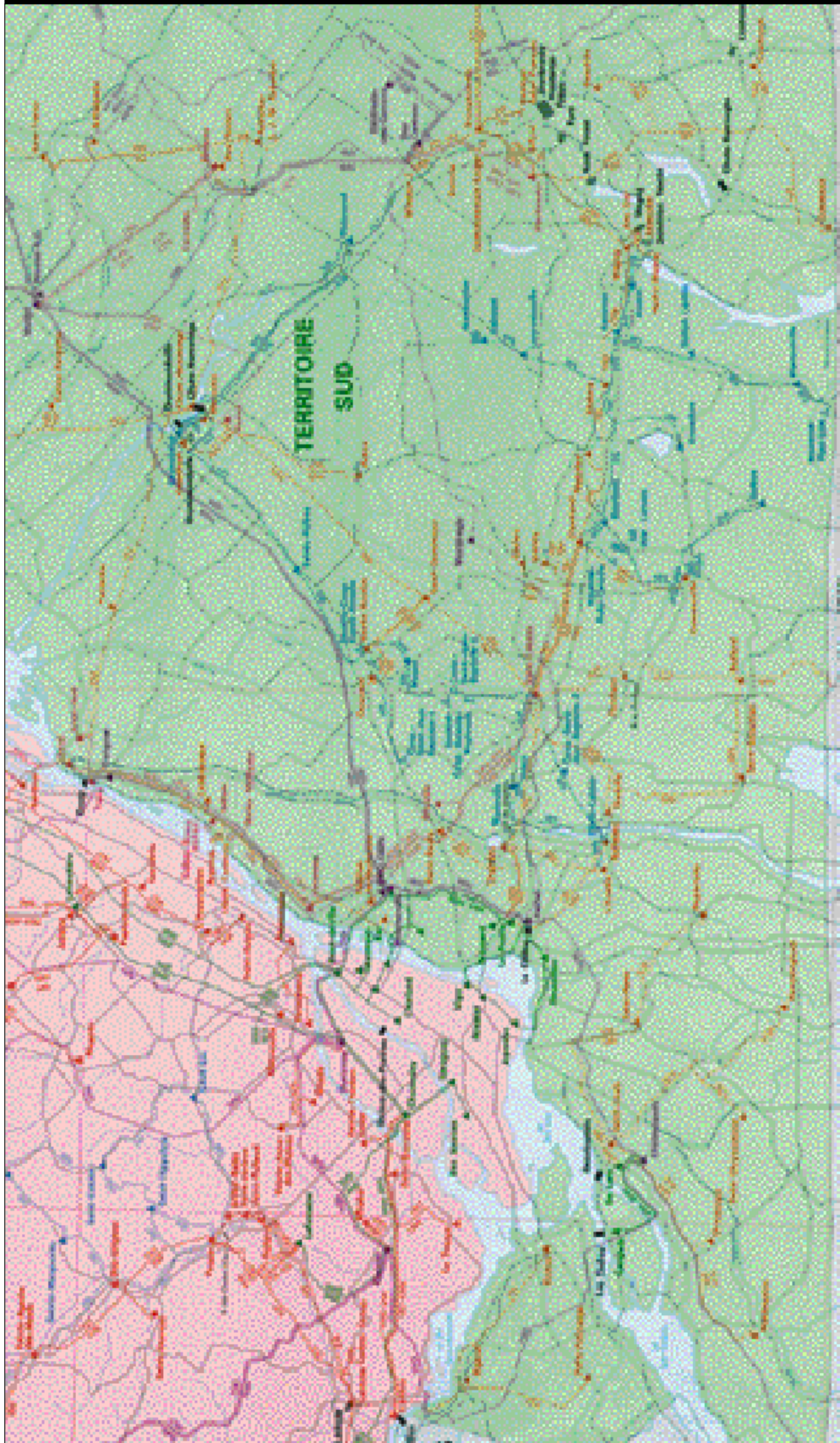
Source: TransÉnergie

Le réseau de transport d'électricité – Montérégie



Source: TransÉnergie, 1998 / Échelle: 1 cm = 4 km

Le réseau de transport d'électricité – Laurentides et Estrie



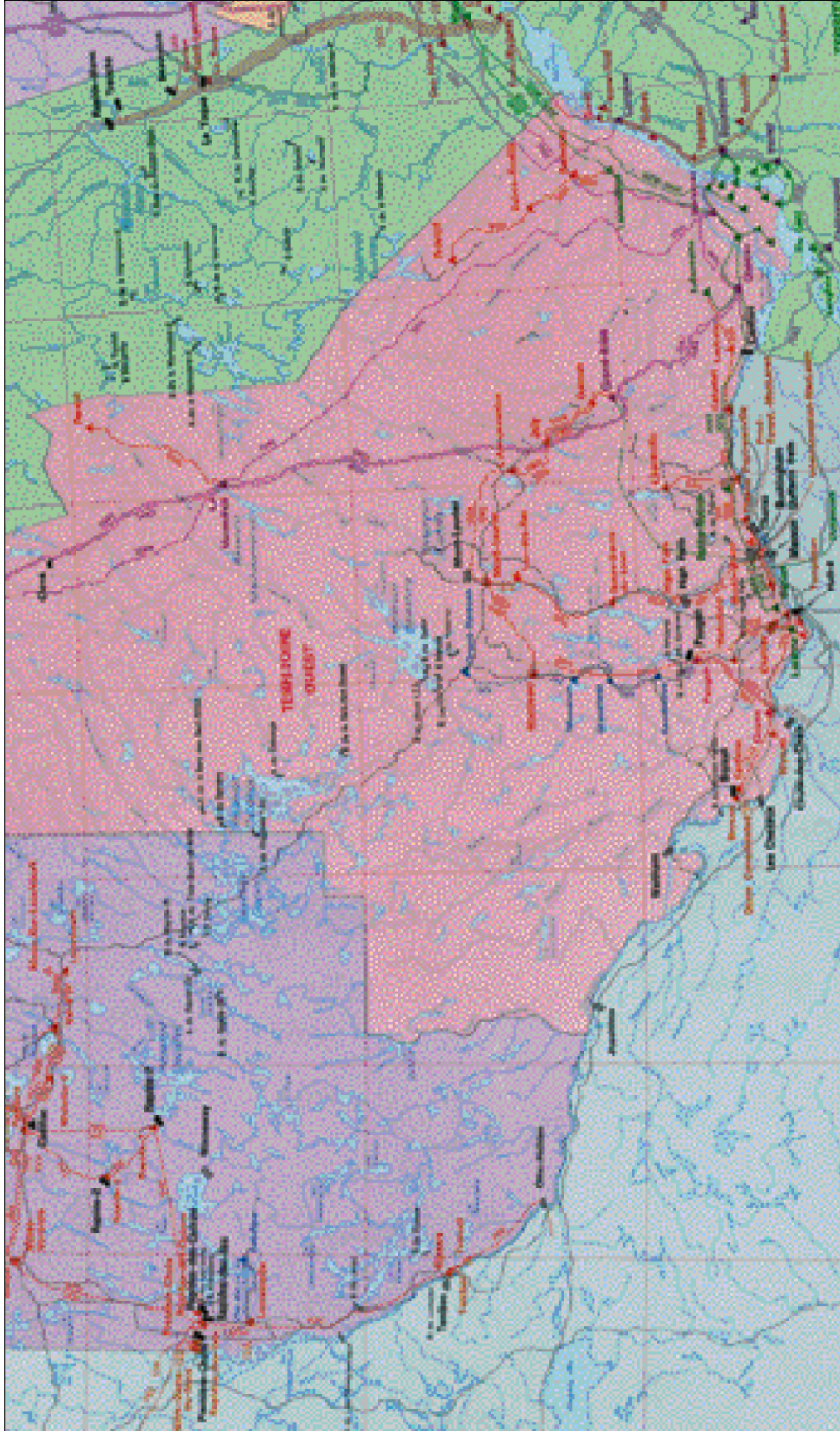
Source: TransÉnergie, 1998 / Échelle: 1 cm = 5,4 km

Le réseau de transport d'électricité – Région de Montréal



Source: TransÉnergie, 1998

Le réseau de transport d'électricité – Outaouais et Montréal



Source : TransÉnergie, 1998 / Echelle : 1 cm = 5 km

## chapitre 2

# Les aspects électriques du réseau d'Hydro-Québec

Parmi les groupes d'experts formés par la Commission, un groupe s'est vu confier les responsabilités d'étudier le sinistre du verglas et de son impact sur le réseau électrique, en examinant de façon particulière les éléments suivants.

- L'état des réseaux électriques d'Hydro-Québec avant le sinistre.
- Les critères de conception et de fiabilité de ses réseaux, en les comparant à ceux d'autres entreprises de services publics similaires situés en Amérique du Nord et ailleurs.
- Le comportement des réseaux d'Hydro-Québec durant le sinistre et les mesures appliquées pour limiter l'ampleur des dégâts.
- Les mesures proposées pour améliorer la sécurité d'alimentation en électricité et l'identification, le cas échéant, celles à adopter pour réduire la fréquence et la durée des pannes.

Formé par la Commission pour effectuer cette étude, un groupe de spécialistes, le «Groupe Réseaux électriques», a été placé sous la responsabilité de M. Gilles A. Baril<sup>1</sup>. Il était composé de M<sup>me</sup> Catherine Chauvin<sup>2</sup> et de MM. Réjean Breton<sup>3</sup> et Marc Charest<sup>4</sup>. M. André Fortin<sup>5</sup> a contribué à la section 4 de ce chapitre.

En raison de leur nature spécifique, les données analysées dans le cadre de cette étude ont été principalement obtenues d'Hydro-Québec mais viennent aussi d'autres sources.

---

### Les notions, les concepts et leur terminologie

Les notions et les concepts abordés portent principalement sur le **réseau de production**, le **réseau de transport**, le **réseau de répartition** et le **réseau de distribution**, les **lignes monoternes** et les **lignes biternes**, les **lignes à courant alternatif** et les **lignes à courant continu**, les **circuits**, la **fiabilité** et la **robustesse** des réseaux, selon la terminologie suivante.

- Le **réseau de production**, aussi appelé parc de production, est constitué de l'ensemble des centrales de génération d'électricité dont dispose une compagnie d'électricité, sans distinction d'origine : hydraulique, thermique conventionnel, thermonucléaire, diesel, éolienne, solaire, etc.

Dans le cas d'Hydro-Québec, environ 94 % de la capacité de production est d'origine hydraulique, le reste, d'origine thermique, thermonucléaire, diesel ou éolienne.

- Le **réseau de transport** est formé par l'ensemble des lignes électriques, des postes de transformation et de manœuvre qui assurent le transit de l'électricité depuis les centrales de production jusqu'aux centres de consommation. Ce sont les «autoroutes» de l'électricité.

- 
1. Ingénieur spécialisé en planification des réseaux et en recherche et essais sur l'équipement et le matériel connexes.
  2. Ingénieure physicienne spécialisée en environnement, responsable de l'étude sur l'enfouissement des lignes.
  3. Ingénieur spécialisé dans la conception et la protection de réseaux électriques et dans les essais et la mise en service des installations électriques.
  4. Ingénieur spécialisé dans la maintenance des lignes et des postes de transport d'énergie électrique.
  5. Ingénieur spécialisé en analyse de gestion de risque.



Pour Hydro-Québec, l'échine du réseau de transport correspond aux 10 600 kilomètres de lignes à très haute tension (735 kV).

- Le **réseau de répartition** se compose de l'ensemble des lignes et des postes qui acheminent l'électricité dans les régions, à partir des grands postes récepteurs du réseau de transport. Il équivaut, en quelque sorte, à un réseau routier régional.

Les trois circuits à haute tension (230 kV) et le poste de Saint-Césaire (230 kV / 120 kV), alimentant la région de la Montérégie depuis le poste-source de Boucherville, font partie du réseau de répartition d'Hydro-Québec.

- Le **réseau de distribution** est formé par l'ensemble des lignes qui desservent les divers abonnés. Il est généralement constitué de lignes aériennes, sur poteaux de bois, d'une tension de 25 kV, convertie à des tensions d'utilisation de 110/220/550 volts par transformation à proximité des points d'utilisation. On les considère comme les routes rurales ou les rues de l'électricité.

Lorsqu'on réfère à une ligne électrique, il est question d'un ensemble de conducteurs supportés par une structure d'acier (pylône) ou de bois, isolés électriquement du sol. Dans le cas d'une **ligne à courant alternatif**<sup>6</sup>, elle peut être monoterne ou biterne.

Une **ligne monoterne** se compose d'un seul ensemble triphasé de conducteurs alors qu'une **ligne biterne** contient deux ensembles de conducteurs.

Chaque section d'un ensemble triphasé<sup>7</sup> de conducteurs située entre deux postes de manœuvre constitue un **circuit**.

Les **lignes à courant continu** sont composées de deux groupes de conducteurs sur un pylône en acier.

Par ailleurs, lorsque l'on réfère aux termes « **fiabilité** » et « **robustesse** » du réseau électrique, il faut comprendre qu'il s'agit de la qualité de ce réseau reliée à sa capacité à garantir un certain niveau de continuité de service. On parle ici de l'évaluation de la performance du réseau sous ses aspects électriques. La fiabilité est mesurée par un indice qui correspond essentiellement au nombre annuel moyen d'heures d'interruption de service par abonné. La robustesse est évaluée en fonction de la capacité d'un réseau à résister à des événements de grande sévérité, sans perdre son synchronisme, c'est-à-dire sans qu'il y ait une panne générale.

---

La Commission a aussi voulu examiner les conditions et les dispositions en matière de rétablissement du courant après les pannes provoquées par le verglas ainsi que de la gestion du rétablissement du service par Hydro-Québec en situation d'urgence.

Elle a par ailleurs commandé une étude complémentaire sur l'enfouissement des câbles comme mesure d'amélioration de la sécurité des réseaux. Les résultats de cette étude font l'objet d'un sous-chapitre détaillé sur le sujet<sup>8</sup>.

- 
6. Alternance du courant dans le sens positif et négatif, à raison de 60 fois par seconde, pour le réseau électrique québécois.
  7. Un circuit triphasé est normalement constitué de trois conducteurs. Les tensions y sont décalées dans le temps par un tiers de cycle, c'est-à-dire 120°.
  8. Voir « L'enfouissement des câbles et le développement des réseaux électriques souterrains » dans le présent volume, livre 2, chap. 2, sous-chapitre.

### SECTION 1

À la base, le réseau de production d'Hydro-Québec ne s'est pas trouvé directement affecté par la tempête de verglas.

Il a cependant fallu diminuer la production en raison des bris de lignes qui empêchaient l'alimentation d'une partie importante de la clientèle normalement desservie. Ainsi, la centrale de Beauharnois a été arrêtée pendant une certaine période, faute de moyens pour acheminer sa production vers les points de consommation. Cette centrale opérant au fil de l'eau, Hydro-Québec a dû procéder à des déversements importants.

En aucun moment la capacité de production ne fut mise en cause lors du sinistre du verglas, seuls les moyens de livraison ont été affectés. Les études des spécialistes de la Commission ont donc porté essentiellement sur les réseaux de transport, de répartition et de distribution.

#### 1.1 Le réseau de transport

##### 1.1.1 La création d'Hydro-Québec et l'origine de son réseau de transport

Hydro-Québec a été créée par le gouvernement du Québec en 1944, sur la base de la défunte *Montreal Light, Heat and Power*.

À ses débuts, la demande d'électricité de ses abonnés dépassait largement sa capacité de production et elle devait acheter de producteurs privés une grande partie de l'énergie requise pour alimenter ses abonnés. Elle ne disposait alors que d'une puissance de production relativement faible (616 MW), provenant de quatre centrales hydroélectriques: Chambly, Les Cèdres, Rivière-des-Prairies et Beauharnois.

Au cours des années 1950, Hydro-Québec a entrepris, ou complété à un rythme accéléré, l'aménagement de plusieurs centrales afin de mieux répondre aux besoins croissants d'énergie dans la région de Montréal, dont celles de Beauharnois (plus de 1 000 MW), de Carillon (654 MW) et de Bersimis 1 et 2 (1 567 MW). Pour transporter l'énergie produite à Bersimis vers Québec et Montréal, l'aménagement de deux lignes biternes à 315 kV constituait à cette époque un exploit technologique, car la plus haute tension alors utilisée en Amérique du Nord était de 287 kV. Parallèlement à cette époque, Hydro-Québec complétait les ceintures de lignes à 120 kV et 315 kV autour de l'île de Montréal et elle aménageait plusieurs lignes de transport à 69 kV et 120 kV pour alimenter les régions éloignées de la Gaspésie, Chibougamau, le Nord-Ouest et la Côte-Nord.

À l'été de 1960, le gouvernement du Québec lui confiait l'aménagement et l'exploitation des ressources hydrauliques non concédées de la province. La société d'État entreprenait alors la construction du complexe Manicouagan-Outardes sur la Côte-Nord (5500 MW) afin d'alimenter le sud du Québec et l'agglomération montréalaise. Selon les techniques en vigueur auparavant, il aurait fallu construire une vingtaine de lignes à 315 kV; les ingénieurs d'Hydro-Québec proposèrent d'innover en installant moins de lignes (3 au lieu de 20) mais à beaucoup plus haute tension (715 kV au lieu de 315 kV). À l'été 1962, Hydro-Québec décidait d'implanter

un tel réseau et entreprenait la conception et l'expérimentation du nouvel appareillage exigé par de très hautes tensions.

En 1963, à la suite de la nationalisation de l'électricité et par une série de transactions, Hydro-Québec faisait l'acquisition des producteurs et des distributeurs privés. Les centrales de production des compagnies produisant de l'électricité pour leurs propres besoins n'étaient pas impliquées. Cette nationalisation ajoutait 41 centrales aux 9 déjà exploitées par la société d'État, élevant la puissance totale de ses installations de production de 3 675 MW à 6 224 MW. Au fil des années, pour compléter l'intégration des divers réseaux, Hydro-Québec a également fait l'acquisition de la plupart des coopératives d'électricité et des réseaux indépendants, privés ou municipaux.

En 1964, après avoir converti de 25 à 60 cycles l'alimentation du secteur Abitibi-Témiscamingue, Hydro-Québec a entrepris l'aménagement des centrales Rapides-des-Îles et Première Chute sur la rivière des Outaouais supérieure, pour se donner un bloc de puissance supplémentaire de 270 MW dans la région.

En 1965, la centrale Manic 2 a été mise en service et, une première mondiale, la ligne à 735 kV reliant Manicouagan à Lévis et à Montréal était complétée. Cette prouesse technologique confirmait l'expertise d'Hydro-Québec dans le domaine des hautes tensions et menait, en 1967, à la création de son institut de recherche, l'IREQ.

Quelques années plus tard, forte de son expertise dans le transport d'électricité sur de grandes distances, Hydro-Québec concluait une entente avec la Churchill Falls Corporation pour le développement d'une grande centrale hydroélectrique sur le fleuve Churchill, au Labrador. C'est ainsi que les centrales du complexe Manic-Outardes (5 500 MW) et la centrale Churchill Falls (5 400 MW) ont graduellement été complétées et que cinq lignes de transport à 735 kV ont été mises en service, entre 1965 et 1973.

En 1971, le Premier ministre du Québec annonçait la construction du plus grand complexe hydroélectrique d'alors, le complexe La Grande, dans la région de la Baie James. En 1979, la centrale LG2 était mise en exploitation et, au cours des cinq années qui suivirent, les trois centrales de la phase 1 du complexe La Grande étaient mises en service, soit LG2 (5328 MW), LG3 (2 304 MW) et LG4 (2 650 MW). Quatre lignes de transport à 735 kV avaient été installées pour acheminer l'électricité produite par ces centrales vers les régions de Montréal, de Québec et du Saguenay.

Au début des années 1980, la récession économique entraînait un important ralentissement de la croissance de la demande en électricité. Afin d'écouler ses surplus, Hydro-Québec entreprenait alors, parallèlement aux efforts pour amener au Québec de nouvelles entreprises dans les domaines de l'électricité et de l'électrochimie, le développement des marchés d'exportation d'électricité, sollicitant plusieurs autorisations de l'Office national de l'énergie à cette fin. Une ligne haute tension à courant continu, (450 kV) permettant d'acheminer une partie de la production du complexe La Grande vers Boston, était ainsi mise en chantier en 1987, puis complétée progressivement entre 1990 et 1992. Cette ligne, d'une capacité de 2 000 MW, constituait aussi, au même titre que la ligne initiale à 735 kV, une première mondiale. Par son caractère « multiterminal », lié à la présence des deux postes de transformations Nicolet et Des Cantons (entre les postes de Radisson, au complexe La Grande et Sandy Pond, aux États-Unis), l'installation de cette ligne constitue à son tour une importante réalisation technique en matière de transport d'électricité sur de très grandes distances.

Au milieu des années 1980, l'aménagement de la phase 2 du complexe La Grande a été entrepris et les centrales LG1 (1368 MW), LG2A (1998 MW), Laforge 1 (1368 MW), Laforge 2 (304 MW) et Brisay (446 MW) ont graduellement été mises en service, entre 1993 et 1997. À travers la réalisation de ces projets, le réseau de lignes à 735 kV du complexe La Grande a été complété par la construction d'une ligne supplémentaire vers la ville de Québec, en 1994. Au même moment, Hydro-Québec procédait au suréquipement et à la réfection de plusieurs de ses centrales hydroélectriques dans le but d'augmenter la puissance disponible sur le réseau. De tels travaux ont eu lieu à la centrale Beauharnois, en Mauricie et au complexe Manic-Outardes. De plus, en 1996, une nouvelle ligne à 735 kV était mise en service entre les postes de Lévis et Des Cantons en Estrie.

Le réseau de transport d'électricité d'Hydro-Québec s'est donc d'abord implanté près des centres de consommation, le long de la vallée du Saint-Laurent, et dans les vallées de l'Outaouais et du Saint-Maurice. Une fois les potentiels hydroélectriques de ces régions exploités, il a fallu aller de plus en plus au nord, d'abord vers la Côte-Nord et le Labrador, puis vers la Baie James. En raison de l'éloignement des projets de centrales par rapport aux grands centres urbains, distances de milliers de kilomètres dans certains cas, Hydro-Québec a mis en place un réseau de transport utilisant des tensions de plus en plus élevées de façon à limiter au maximum le nombre de lignes à installer.

Le réseau de transport d'Hydro-Québec tel qu'il se présente aujourd'hui se caractérise donc par de très longues lignes, à très haute tension. Sa configuration diffère de celle des autres réseaux en Amérique du Nord, ceux-ci étant majoritairement constitués autour de centrales thermiques, localisées à proximité des milieux urbains qu'elles desservent.

Cette configuration particulière rend le réseau de transport d'Hydro-Québec plus vulnérable à des phénomènes tant climatiques et qu'électriques, capables d'en interrompre le fonctionnement et de provoquer une panne générale. Des appareils défaillants, des orages magnétiques, de la foudre, du vent et du verglas ont d'ailleurs déjà provoqué un certain nombre de pannes générales. En effet, de 1969 à 1979, on a déploré huit pannes générales du réseau de transport d'Hydro-Québec et trois pannes générales de 1979 à 1989<sup>9</sup>. Elles ont plongé tout le Québec dans l'obscurité, pour des périodes s'étendant parfois sur plusieurs heures. Les pannes générales de même que les pannes majeures qui ont affecté le Québec au cours des années 80 ont amené le Gouvernement du Québec à exiger l'amélioration de la fiabilité du réseau de transport. En avril 1989, un comité d'experts, chargé d'étudier les propositions de renforcement envisagées par Hydro-Québec, avait déposé un rapport<sup>10</sup> contenant plusieurs recommandations visant à accroître la fiabilité de ce réseau.

Parallèlement, les visées d'Hydro-Québec en matière d'exportation d'électricité ont ajouté des contraintes à l'exploitation de son réseau de transport. En effet, tant qu'Hydro-Québec exportait de l'électricité à partir de centrales peu éloignées des frontières et détachées de son réseau, les réseaux voisins étaient protégés contre toute panne de son réseau principal. Mais, quand Hydro-Québec a décidé d'exporter de l'électricité à partir de son réseau principal, la fragilité de son réseau de transport a suscité des préoccupations l'amenant à réviser ses critères de conception et ses pratiques d'exploitation.

---

9. Hydro-Québec International Inc., *Formation de base en réseau THT*, septembre 1993.

10. F.D. Galiana, Y. Gervais et T. Wildi, *Rapport sur le réseau de transport d'Hydro-Québec*, avril 1989.

Figure 1  
Le réseau de transport d'Hydro-Québec



Source : Hydro-Québec.

### 1.1.2 Les contraintes et les améliorations techniques

Les critères actuellement appliqués au réseau d'Hydro-Québec sont beaucoup plus contraignants qu'au début des années 1960.

À cette époque, le réseau devait garder son synchronisme à la suite d'un défaut transitoire éliminé avec succès par le système de protection et après réenclenchement réussi de l'élément défaillant. Il n'était nullement question de critères prévoyant des événements « exceptionnels », de faible probabilité. Tel n'est plus le cas depuis le début des années 1990 ; les nouveaux critères applicables au réseau de transport<sup>11</sup> couvrent aussi bien les événements courants que des événements jugés exceptionnels.

Les critères de conception relatifs à des événements courants exigent que le réseau de transport principal soit en mesure de répondre à la demande de pointe prévisible. Parmi les événements courants, à titre d'exemple, il faut prendre en compte la défaillance du réseau triphasé entraînant la perte d'un groupe de production, d'un circuit de transport, d'un transformateur ou d'un élément de compensation. Hydro-Québec appelle cette capacité à s'adapter à toutes les conditions normales de fonctionnement la « robustesse » du réseau. Selon le document « Les critères de conception du réseau de transport principal », les critères appliqués par Hydro-Québec assurent que le réseau de transport pourra « *supporter, sans interruption de service, des événements de bonne sévérité dont la probabilité d'occurrence, bien que faible, demeure assez élevée pour qu'il faille s'en prémunir* ».

Concernant les événements exceptionnels, les critères d'Hydro-Québec en matière de qualité de l'onde vont au-delà des exigences du *Northeast Power Coordinating Council*<sup>12</sup> (NPCC), qui recommande tout au plus d'effectuer des études analytiques et d'en évaluer les conséquences sur le comportement du réseau<sup>13</sup>. Ainsi, Hydro-Québec est en mesure d'offrir de solides garanties à ses partenaires des réseaux voisins à l'effet qu'aucune panne, si sévère soit-elle, ne risque d'entraîner des problèmes via les interconnexions.

Les événements exceptionnels à considérer peuvent être d'origine interne (multiples contingences) ou externe (séisme, verglas, orage géomagnétique, etc.) ; il s'agit de phénomènes qui peuvent entraîner la perte totale ou partielle d'une centrale, la perte complète d'un poste ou celle d'un corridor de lignes, en période hors-pointe. Il existe des procédures d'exploitation qui imposent le rétablissement des marges normales de sécurité après un certain délai, aussi bien pour les événements courants que pour les événements exceptionnels.

Chez Hydro-Québec, l'implantation de ces critères s'est faite graduellement et s'est traduite par divers programmes visant à renforcer le réseau de transport, à augmenter sa fiabilité et sa capacité de transit, à réduire le nombre de pannes et à permettre une utilisation optimale des interconnexions avec les réseaux voisins.

- 
11. TransÉnergie, *Les critères de conception du réseau de transport principal*, direction Plans et Programmes d'équipement de transport, janvier 1998, 69 p.
  12. Le NPCC est un regroupement des principales sociétés d'électricité du Nord-Est de l'Amérique du Nord.
  13. Northeast Power Coordinating Council, *Basic Criteria for Design and Operation of Interconnected Power Systems*, document A-2, 9 août 1995.

---

## Les programmes d'amélioration de la qualité du service \*

Entre 1989 et 1996, Hydro-Québec a effectué d'importants travaux sur son réseau de transport et de répartition afin d'améliorer la qualité du service. Les travaux ont porté sur la **conduite du réseau**, sa **stabilité et sa fiabilité**, sa **maintenance** et le **maintien en bon état des installations**.

### La conduite du réseau

- Modification de la conduite du réseau de façon à améliorer la surveillance des principaux paramètres (tension, puissance, fréquence) et faciliter les manœuvres ainsi que les réglages en fonction des fluctuations de la demande:
  - Automatisation des centrales;
  - Amélioration des systèmes de télécommunications;
  - Informatisation du centre de conduite du réseau;
  - Développement de centres d'exploitation de répartition;
  - Implantation de télécommandes permettant le sectionnement de lignes à partir des centres d'exploitation de distribution.

### La stabilité et la fiabilité

- Adoption de nouveaux critères de conception et d'exploitation du réseau:
  - addition de la compensation série;
  - addition ou remplacement d'inductances de dérivation (*shunt*);
  - addition de plages inductives;
  - modification de jeux de barres;
  - addition d'automatismes;
  - modification des systèmes de protection.

### La maintenance

- Optimisation des pratiques de maintenance visant à augmenter la disponibilité des équipements:
  - remplacement de disjoncteurs, de sectionneurs, de compresseurs et d'isolateurs;
  - modification de transformateurs;
  - correction d'anomalies;
  - remplacement d'entretoises et d'isolateurs sur les lignes à 735 kV;
  - remplacement d'amortisseurs sur les lignes à 315 kV.

### Le maintien en bon état des installations

- Rénovation des sections du réseau pour lesquelles la qualité du service pourrait être inférieure à la moyenne, principalement en raison de leur ancienneté:
  - remplacement d'équipement (lignes et postes);
  - constitution d'une réserve de composantes.

---

\* Programme d'Amélioration de Qualité de Service (PAQS 1), 1984 – 1988; Programme d'Amélioration de Qualité de Service (PAQS 2), 1989 – 1995; Programme d'Amélioration de la Maintenance (PAM), 1989 – 1993; Amélioration de la Fiabilité du Réseau de Transport (AFRT), 1989 – 1999.

### 1.1.3 Les principaux éléments du réseau de transport

La base du réseau de transport de TransÉnergie, organisme créé par Hydro-Québec pour gérer son réseau de transport d'électricité, est constituée de plus de 10 000 kilomètres de lignes à 735 kV. À ces lignes, s'en ajoutent plus de 20 000 kilomètres dont les tensions varient entre 49 et 765 kV.

Tableau 1

Les principaux éléments du réseau de transport d'Hydro-Québec		
Tensions	Nombre de postes	Longueur de lignes (km)
735 et 765 kV	36	10 588
450 kV courant continu	4	1 896
315 kV	59	4 958
230 kV	42	3 057
161 kV	37	1 767
120 kV	218	6 494
49 et 69 kV	110	3 330
<b>Total</b>	<b>506</b>	<b>32 090</b>

Source: TransÉnergie, *Rapport d'activités 1997*, 2<sup>e</sup> trimestre 1998.

En ce qui concerne les lignes à très haute tension, celles à 735 kV relient principalement les centrales de production hydroélectrique de Manicouagan, de Churchill Falls et du Complexe La Grande à la Baie James aux grands centres de consommation. Les lignes d'attache et de bouclage entre des postes intermédiaires à 735 kV et une ligne à 765 kV, reliant le poste Chateauguay à l'État de New York, représentent 403 kilomètres de lignes supplémentaires à très haute tension.

Tableau 2

Les artères du réseau de transport à 735 kV			
Sources de production	Centres de consommation	Longueur des lignes (km)	Date de mise en service
Manic-Outardes	Lévis-Montréal	600	1965
Manic-Outardes	Lévis-Montréal	600	1966-69
Churchill-Manic-Outardes	Québec-Montréal	1 115	1970-71
Churchill-Manic-Outardes	Québec-Montréal	1 115	1972-75
Churchill-Manic-Outardes	Lévis	810	1973
Complexe La Grande	Montréal	1 015	1979
Complexe La Grande	Montréal	1 030	1980
Complexe La Grande	Montréal	1 015	1981-82
Complexe La Grande	Saguenay-Québec	1 005	1983
Complexe La Grande	Saguenay	875	1984
Complexe La Grande	Québec	1 005	1994
<b>Total</b>		<b>10 185</b>	

Sources: Hydro-Québec, *Implantation des équipements et aménagements du territoire*, mars 1988, et Hydro-Québec, *Suivi du plan de développement d'Hydro-Québec 1990-1992 – Horizon 1999*, mars 1990.



Pour les autres lignes à haute tension, près de la moitié des installations à 315 kV sont directement utilisées pour acheminer l'énergie des centrales vers les grands centres de consommation. Le reste des lignes de 315 kV fait en quelque sorte partie des réseaux de répartition, au même titre que la majorité des installations à 230 kV, 161 kV et 120 kV.

#### 1.1.4 Les interconnexions avec les réseaux voisins

Les interconnexions établissent des liens électriques entre les différents réseaux, qui se sont développés initialement de façon indépendante, à l'intérieur d'un même pays ou entre des pays adjacents. Elles se sont avérées très utiles pour rationaliser le développement du secteur de l'électricité et pour améliorer l'efficacité de l'exploitation des installations électriques.

À l'origine, un peu partout dans le monde, on a vu se construire des réseaux électriques isolés où l'on retrouvait des centres de production alimentant des besoins locaux, mais très vite ces réseaux isolés se sont fusionnés en s'interconnectant. Ce fut le cas aussi bien en Europe qu'en Amérique du Nord. Dans les régions où le développement du domaine de l'électricité a atteint sa maturité, on observe des réseaux de grande envergure complètement intégrés et interconnectés les uns aux autres. La déréglementation du secteur de l'énergie électrique ne fait qu'accroître cette tendance vers une interconnexion plus poussée des réseaux, en vue de fournir l'électricité de la manière la plus compétitive sur le plan économique.

#### Les interconnexions et leurs caractéristiques

Il existe deux types d'interconnexions : les interconnexions en courant alternatif et celles en courant continu. Il existe également plusieurs variantes, selon les conditions particulières à chaque situation.

Pour assurer leur synchronisme<sup>14</sup>, une interconnexion à courant alternatif entre deux réseaux doit être d'une puissance proportionnelle à la puissance des réseaux à interconnecter. Une étude de stabilité conjointe de réseaux est nécessaire pour déterminer les paramètres de l'interconnexion. Lorsqu'il s'avère impossible de justifier une interconnexion de puissance apte à assurer la conservation du synchronisme, il existe plusieurs possibilités. On peut souvent détacher des charges d'un réseau voisin pour les rattacher à son propre réseau ou encore isoler une centrale, en tout ou en partie, et la raccorder au réseau voisin. Il s'agit alors soit de synchroniser des charges ou une centrale sur un réseau voisin.

Une interconnexion à courant continu permet de relier des réseaux de différentes dimensions de façon asynchrone afin d'éviter des problèmes d'instabilité entre les réseaux. Ce type d'interconnexion convertit le courant alternatif en courant continu et à nouveau en courant alternatif pour isoler électriquement deux réseaux. Ce type d'interconnexion est composé soit d'un poste redresseur-onduleur, soit de deux postes convertisseurs reliés par une ligne à courant continu. Dans certain cas, un lien à courant continu en parallèle, avec une interconnexion à courant alternatif, permet d'assurer le synchronisme de cette dernière qui, autrement, pourrait être trop instable.

En 1990, Hydro-Québec a mis en service le premier lien multiterminal à courant continu reliant les postes Radisson, Nicolet, Des Cantons et Sandy Pond (près de Boston).

---

14. État des installations de production de courant alternatif qui sont en phase, c'est-à-dire qui fonctionnent de manière à ce que leurs ondes de tension atteignent des valeurs maximales et minimales au même moment. C'est une condition essentielle pour que les installations de production de courant alternatif puissent fonctionner en parallèle sur un même réseau.

La puissance exportable est limitée par les contraintes de transit, notamment la difficulté d'établir les connexions requises à partir des sources de production et la limitation de capacité de réception des réseaux voisins en raison de contraintes d'exploitation ou d'absence d'installations adéquates. Ainsi, la ligne à 765 kV reliant le poste Chateauguay au poste Massena, poste qui fait partie du réseau de la *New York Power Authority* (NYPA), devrait normalement pouvoir transporter jusqu'à 2 370 MW, mais elle est actuellement limitée 1 400 MW<sup>15</sup>. Il en est de même pour le lien à 450 kV, en courant continu, dont la capacité installée est de 2 000 MW au poste Radisson, mais de 1 400 MW seulement, au poste Sandy Pond du côté américain.

Avant la tempête de verglas, la capacité d'exportation d'Hydro-Québec n'était pas utilisée à son maximum et, à certains moments, des interconnexions servaient à importer de l'électricité. Cela est conforme à l'approche d'Hydro-Québec concernant l'utilisation des interconnexions comme instrument d'échange entre les réseaux voisins et permettant aussi bien l'importation que l'exportation d'énergie.

Tableau 3

Les interconnexions du réseau d'Hydro-Québec et les variations typiques des échanges d'électricité			
Réseaux voisins	Capacité utile MW	Transit au 5 janvier 1998	
		Minimum MW	Maximum MW
New York Power Authority et Cedars Rapids Transmission (New York)	1 400	-756	706
Nouvelle-Angleterre (NEPOOL)	1 400	512	1 320
Vermont	225	137	221
Citizen Utilities Company	80	29	52
Nouveau-Brunswick	1 050	120	1 029
Ontario et Cedars Rapids Transmission (Cornwall)	1 337	-235	527

Note: Le signe – indique une importation d'énergie électrique.

Sources: TransÉnergie, *Rapport d'activités 1997*, 2<sup>e</sup> trimestre 1998, TransÉnergie, *Commission Nicolet, Question-17: Interconnexions*, 20 juillet 1998, et TransÉnergie, *Bilan des échanges nets sur les interconnexions, 5 janvier au 6 février 1998*, 20 juillet 1998.

En plus des interconnexions entre réseaux voisins, d'autres liens d'interconnexion peuvent fournir des apports importants pour Hydro-Québec. Le plus important de ces liens est sans contredit celui de la centrale de Churchill Falls qui peut fournir à Hydro-Québec au-delà de 5 000 MW. De plus, d'autres interconnexions relient le réseau d'Hydro-Québec aux réseaux privés de la compagnie Alcan, au Saguenay-Lac-Saint-Jean, et de la compagnie MacLaren, dans la Gatineau.

15. En incluant la contribution des deux circuits à 230 kV de Cedars Rapid Transmission (CRT), dont la capacité maximale de transport à 0 °C est de 325 MW.

Tableau 4

Les capacités de transit des interconnexions			
Réseaux	Lignes	Exportations**	Importations
		MW	MW
Niagara Mohawk Power Company	CD11/CD22	325	–
New York Power Authority	7040	2 370	1 000
New England Power Pool	451/452	2 000	1 500
Vermont Electric Power Company	1429	223	170
Citizens Utilities Company	1400	80	–
Société d'énergie du Nouveau-Brunswick	2101/02-3113/14	1 200	785
Ontario Hydro	B5D + B31L	800	220 à 400 *
Ontario Hydro	D4Z	65	–
Ontario Hydro	H4Z	–	80 *
Ontario Hydro	X2Y	40	–
Ontario Hydro	P33C+Q4C+CFalls	290	50 *
Alcan	3095+2325	400	675
McLaren	1101	150	150 *
McLaren	1123	–	60 *

\* À 0 °C.

\*\* Valeurs non simultanées, tenant compte des contraintes du réseau d'Hydro-Québec mais pas de celles des réseaux récepteurs.

Source: Hydro-Québec, *Organisation mise en place pour la remise en service des équipements endommagés de transport et de distribution*, 6 août 1998.

La différence entre les capacités utiles et les capacités nominales de transit de certaines interconnexions s'explique principalement par les contraintes des réseaux récepteurs : 1 400 MW par rapport à 2 370 MW pour l'interconnexion avec NYPA, 1 400 MW par rapport à 2 000 MW pour l'interconnexion NEPOOL et 1 050 MW par rapport à 1 200 MW pour l'interconnexion CEENB<sup>16</sup>.

### 1.1.5 L'exploitation du réseau de transport

#### Le Centre de conduite du réseau

La responsabilité de la gestion du réseau de transport relève du Centre de conduite du réseau (CCR) situé au centre-ville de Montréal. Le travail de gestion du réseau de transport comporte les tâches suivantes<sup>17</sup> :

- établir et contrôler une configuration optimale du réseau, en fonction de sa sécurité, des priorités de production et des transactions d'énergie, en tenant compte de la qualité de service et des coûts de l'entreprise ;
- faire le suivi des équipements lors d'éventuelles remises en service et coordonner les activités correspondantes.

16. Compagnie d'Énergie Électrique du Nouveau-Brunswick, désignée depuis peu sous le nouveau nom de Société d'énergie du Nouveau-Brunswick ou, plus brièvement, Énergie Nouveau-Brunswick.

17. TransÉnergie, *Description d'emploi répartiteurs*, décembre 1997, 6 p.

La personne qui assume ces tâches, le Répartiteur Transport du CCR, est assistée par des responsables de régions, les Répartiteurs Est et Ouest du CCR, dont la tâche est la suivante :

- répartir la production de façon optimale afin de satisfaire aux besoins internes et aux engagements envers les réseaux voisins;
- effectuer les livraisons requises pour satisfaire les engagements envers les réseaux voisins.

Le Centre de conduite du réseau gère donc la configuration du réseau de transport, les remises en charge, la production requise, les livraisons aux réseaux voisins et les services de transport vers des tiers.

### La maintenance et les mesures préventives

Chez Hydro-Québec, les mesures à appliquer pour prévenir les pannes correspondent à de nombreux encadrements ou normes régissant les activités de maintenance.

Ces normes définissent la fréquence et les critères des activités de maintenance<sup>18</sup>, les visites<sup>19</sup>, les inspections détaillées des lignes de transport<sup>20</sup>, les règles régissant les travaux sous tension<sup>21</sup> ou hors-tension<sup>22</sup> et toutes les règles régissant l'outillage approprié<sup>23</sup>. L'encadrement sur les fréquences et les critères des activités de maintenance établit que «...chacune des lignes situées dans un milieu forestier ou rural doit, une fois par année, faire l'objet d'une visite aérienne avec un observateur...». De plus, «...une visite terrestre de la ligne et de l'emprise doit être effectuée...» :

- deux fois par année en milieu urbain;
- une fois par année, en milieu rural et forestier, à l'exception du 735 kV en milieu forestier;
- tous les deux ans, pour les lignes 735 kV en milieu forestier.

Enfin, une inspection détaillée visant à «...vérifier l'état spécifique des divers composants des lignes et des emprises doit être effectuée une fois par année sur 10 % des supports de lignes en acier et sur 20 % des supports de lignes en bois».

Chaque intervention de maintenance fait l'objet d'un rapport détaillé, consigné dans une banque de données informatisée. Cependant, il n'est aucunement fait mention d'un rapport annuel que les responsables de ces interventions pourraient préparer pour fins de contrôle et de suivi historique.

Par ailleurs, la prévention de pannes peut se faire à trois niveaux: au niveau de la conduite du réseau, au niveau de l'entretien de ses composantes et au niveau de mesures de

---

18. Hydro-Québec, *Fréquence et critères des activités de maintenance des lignes aériennes de transport et de répartition*, AP-LA-N004, 19 juin 1996, 7 p.

19. Hydro-Québec, *Visite des lignes de transport*, AP-LA-N004, 19 juin 1996, 10 p.

20. Hydro-Québec, *Inspection détaillée des lignes de transport*, AP-LA-N005, 19 juin 1996, 7 p.

21. Hydro-Québec, *Règles régissant les travaux sous tension*, AP-LA-N020, 14 février 1997.

22. Hydro-Québec, *Travaux sur lignes à 735 kV hors-tension*, AP-LA-N040, 5 novembre 1990.

23. Hydro-Québec, *Critères de conception et contrôle de la qualité de l'outillage*, AP-LA-N010, 2 décembre 1988.  
*Hydro-Québec; Règles régissant l'outillage utilisé en travaux sous tension*, AP-LA-N030, 14 février 1997.

prévention contre les effets d'événements problématiques. Au moment de la tempête de verglas, Hydro-Québec n'utilisait aucune technique de déglacage sur les conducteurs de ses lignes<sup>24</sup>, bien que cette technique soit d'un usage courant pour des lignes de 120 kV ou moins chez d'autres sociétés d'électricité, notamment chez Manitoba Hydro. Quant au déglacage mécanique des conducteurs, pour des raisons de sécurité, cette pratique n'est pas plus utilisée par Hydro-Québec, qui prévoit néanmoins la formation de personnel dans ce domaine<sup>25</sup>. L'entretien et le remplacement des composantes et les techniques de déglacage sont les seules interventions qui puissent être qualifiées de préventives, les autres étant de nature curative et faites pour remettre le réseau en état, après un inventaire et une évaluation des dommages.

### **Les procédures de rétablissement de l'alimentation du réseau**

Les pannes touchant les équipements des postes ou les lignes de transport peuvent être de nature interne (ex. : dégradation des matériaux isolants) ou externe (ex. : foudre) et fugitifs ou persistants.

Si le défaut est fugitif, comme en cas de foudre sur un tronçon de ligne, le système de protection élimine le défaut et réalimente automatiquement l'élément affecté. Si le défaut est persistant, une équipe de dépannage est dépêchée sur les lieux. Elle est apte à prendre les mesures nécessaires pour corriger les pannes dans les plus courts délais.

Le rétablissement de l'alimentation électrique s'effectue selon des procédures précises<sup>26</sup> portant sur l'efficacité et la sécurité de chaque étape de la remise en charge. Au chapitre de l'efficacité, les procédures sont basées sur des critères d'ordre pratique et dépendent des contraintes techniques inhérentes au réseau; elles impliquent un suivi constant de sa configuration et de ses modifications ainsi qu'un support défini en personnel et en matériel. Dans celui de la sécurité, les procédures découlent des précautions à prendre et comportent des règles de répartition des responsabilités aux niveaux des centres d'exploitation et de chaque installation.

## **1.2 Les réseaux de répartition**

### **1.2.1 L'évolution des réseaux de répartition**

Les réseaux de répartition ont pour but de répartir, avec ou sans transformation, l'électricité qui leur arrive d'un réseau de transport. Ceux d'Hydro-Québec sont constitués de lignes et de postes dont le niveau de tension se situe entre 35,5 kV et 315 kV.

Un poste ou une ligne du réseau de transport peut devenir partie du réseau de répartition. Ainsi en advient-il, à la suite d'un changement de la mission d'une installation qui était assignée à l'origine pour le transport d'énergie. Généralement, cette transformation survient au fil des années lorsque la vocation d'une ligne de transport est modifiée pour l'affecter à l'alimentation ou au raffermissement d'alimentation de la clientèle industrielle ou de distribution. C'est aussi le cas lorsque le réseau de distribution ne peut plus répondre aux

---

24. Hydro-Québec, mémoire présenté à la commission scientifique et technique [verglas de janvier 98], 2<sup>e</sup> séance, 8 octobre 1998, 75 p.

25. Hydro-Québec, Présentation à la Commission par M. Yves Fillion, Directeur général adjoint, octobre 1998.

26. Hydro-Québec, *Plan de remise en charge du réseau*, janvier 1997, 8 p.

besoins de la clientèle à partir des installations de répartition existantes ou à la suite d'une demande d'alimentation importante d'un abonné industriel. Ce concept s'applique également lorsqu'il s'agit de rencontrer des exigences particulières en matière de qualité de l'onde pour les abonnés du réseau de distribution.

### **1.2.2 Les critères et les normes de conception des réseaux de répartition**

Il y a une quinzaine d'années, Hydro-Québec s'est dotée d'un guide sur les critères applicables à la planification d'un réseau de répartition<sup>27</sup>. Ce guide traite de la portée des critères en les présentant comme «...des énoncés qui servent de base à un jugement sur la qualité du réseau et sur la qualité des travaux nécessaires pour améliorer ce réseau lorsqu'une lacune a été identifiée. Les critères sont aussi implicitement la formulation des valeurs de l'entreprise quant à la qualité de service qu'elle désire offrir à ses clients».

Les critères dont il traite sont de trois types.

- Les critères généraux ;
- Les critères de renforcement ;
- Les critères de conception.

#### **Les critères généraux**

Les critères généraux régissent le contexte dans lequel doivent être effectuées les études de planification sur l'identification des besoins de renforcement et l'élaboration des solutions aux problèmes identifiés. Dans une étude de planification, les besoins à prendre en compte correspondent à la demande maximale à la pointe en situation hivernale et aux besoins commerciaux et industriels en situation estivale. Il faut aussi porter attention aux situations particulières qui surviennent lors des crues printanières.

Pour les postes de répartition, la prévision de charge est déterminée en faisant la sommation des prévisions de charge des postes de distribution alimentés par le poste de répartition et en multipliant cette somme par un facteur de diversité. Les critères généraux définissent aussi les modes servant aux études de planification. Ces études sont effectuées pour une situation normale, où tous les équipements et toutes les installations fonctionnent normalement, et pour des situations où il y aurait perte, à tour de rôle, des équipements et des installations du réseau. En troisième lieu, les études de planification tiennent compte de la production, des équipements et des installations des producteurs privés.

#### **Les critères de renforcement**

Les critères de renforcement traitent des paramètres électriques de la planification reliés à l'identification d'éventuels problèmes, compte tenu de l'évolution de la charge ou de tout autre changement dans le réseau. Les aspects considérés sont ceux de la capacité des équipements, de la continuité de l'alimentation, de la qualité de l'onde et de la désuétude des équipements.

Les critères de qualité pour les équipements comme les transformateurs de puissance, les conducteurs de lignes de répartition, les jeux de barres, les appareils de coupure et de sectionnement, les appareils de mesure et les câbles souterrains fixent leurs caractéristiques

---

27. Hydro-Québec, *Guide d'application des critères de planification du réseau de répartition*, direction Planification du transport, Vice-présidence Réseaux, août 1996, 47 p.

techniques. Pour les transformateurs de puissance, il faut prendre en compte le type de refroidissement, la température d'exploitation, la phase de relève et la catégorie de puissance pour un mode d'exploitation normal et un mode d'exploitation correspondant à la défaillance de l'un des équipements – ce qui, dans le jargon spécialisé, est désigné « critère n-1 », c'est-à-dire la perte de 1 élément parmi un ensemble de « n » éléments<sup>28</sup>. Pour les conducteurs des lignes de répartition, l'étude de planification doit permettre de déterminer le courant admissible, en fonction de la température ambiante et de l'intensité du courant de court-circuit, pour les conducteurs les plus utilisés en mode normal d'exploitation et avec un élément en moins (n-1).

Sur le plan de la qualité d'alimentation, les critères concernent les installations des réseaux collecteurs des centrales, les postes de répartition et les postes de distribution à alimentation simple. Pour les postes de répartition, une exigence de continuité d'alimentation est prise en compte lorsque le passage du mode normal au mode « n-1 » (pour les circuits d'alimentation, les transformateurs ou les appareils qui leur sont rattachés) ne peut être effectué sans mise hors-charge totale ou partielle.

Ainsi, tous les critères de renforcement sont subordonnés à des aspects d'exploitation sous des conditions normales ou dans le cas où l'une des pièces d'équipement ou l'une des installations est défaillante. Ils ne prennent aucunement en compte les conditions qui peuvent survenir lorsque plus d'un élément est défaillant ou de conditions extrêmes, comme celles qui sont survenues lors de la tempête de verglas.

### **Les critères de conception**

Les critères de conception sont liés à des énoncés qui régissent le choix d'une solution à un problème. Ces énoncés se rapportent à la continuité d'alimentation, au choix des équipements et à la qualité de l'onde.

Sur le plan de la continuité d'alimentation du réseau de répartition, le mode d'alimentation et la façon d'agencer les appareils sont les facteurs déterminants. Deux circuits d'alimentation sont implantés pour tous les postes de répartition pour des puissances supérieures à 65 MW; pour ceux alimentés par câbles souterrains, deux circuits physiquement indépendants doivent être prévus. Pour les postes de répartition, les aspects de capacité de transformation, de retrait ou de déclenchement d'un équipement principal ou d'un appareil raccordé à un circuit d'alimentation ou à un transformateur doivent être pris en compte. Les critères de conception concernent aussi les modes de fonctionnement des éléments de protection des transformateurs, des circuits d'alimentation, du retrait d'équipement et des systèmes de protection sélectifs.

Concernant le choix des équipements, ceux-ci devront provenir de la banque d'appareillage ou être neufs selon des caractéristiques conformes à celles décrites dans le recueil des caractéristiques électriques générales normalisées. La compensation réactive sur le réseau de répartition doit se faire par l'installation de batteries de condensateurs, aux endroits les plus appropriés, en satisfaisant les besoins du réseau de transport.

En dernier lieu, sur le plan de la qualité de l'onde, les facteurs sont reliés à la plage de tension admissible en régime permanent pour une installation en mode normal et en mode où on compterait un équipement en moins (n-1). La plage de tension est toutefois assujettie aux limitations de la tension admissible des appareils, de la tension minimale requise sur la

---

28. L'application d'un tel critère fait en sorte que le réseau puisse être réajusté pour revenir à la stabilité, même en perdant une ligne.

barre HT<sup>29</sup> pour maintenir la tension de consigne à la barre MT<sup>30</sup> d'un poste de distribution, aux conventions commerciales spécifiques et aux contraintes particulières de l'exploitant ainsi qu'aux fluctuations de tension qui ne doivent pas dépasser le niveau acceptable en mode normal.

Tous ces critères de conception servent à répondre aux exigences d'exploitation des installations pour rencontrer les besoins propres des utilisateurs. Dans une situation comme celle de la tempête de verglas, il peut y avoir dérogation aux critères en raison de conditions spéciales à gérer.

### 1.2.3 L'exploitation des réseaux de répartition

#### Les Centres d'exploitation régionale

Le Centre d'exploitation régionale (CER) a la responsabilité de gérer l'exploitation du réseau de répartition et de réaliser les opérations connexes touchant le réseau de TransÉnergie<sup>31</sup>.

Au moment du sinistre, il existait neuf CER. Depuis, ce nombre a été réduit à sept à la suite du regroupement du centre de Saint-Hyacinthe avec celui de Trois-Rivières et de celui de Rimouski avec celui de Québec.

Les CER sont sous la responsabilité de directeurs régionaux chargés de l'application des mesures d'intervention. Chaque directeur régional est responsable de l'application des mesures d'urgence sur son territoire et participe à l'élaboration des stratégies d'intervention en situation d'urgence.

Le fonctionnement des CER est soumis à un ensemble de règles<sup>32</sup> visant à assurer l'uniformité et la compatibilité des interventions.

#### La maintenance et les mesures préventives

Les interventions de maintenance et les mesures préventives sur le réseau de répartition sont établies à la suite d'examens périodiques ou de situations d'urgence concernant les installations.

Les examens périodiques comprennent une inspection visuelle des installations. Elles font partie d'un programme préétabli, identique à celui appliqué aux lignes de transport<sup>33</sup>. Les visites d'urgence visent à vérifier les installations dans le but de localiser la cause d'un défaut fugitif ou persistant<sup>34</sup>: par défaut fugitif, on entend celui qui survient lorsqu'il y a ouverture et refermeture automatique de l'alimentation; un défaut persistant fait en sorte que l'installation ne peut plus être alimentée. Une fois la cause et la localisation du défaut connues, des actions sont prises pour effectuer les réparations. Ces activités d'examen et de réparation sont la responsabilité des chefs des installations, au niveau régional. Ceux-ci doivent préparer les plans d'interventions en fonction des installations et des risques associés. Les encadrements régissant ces activités de maintenance restent les mêmes que pour les lignes du réseau de transport.

---

29. Haute tension.

30. Moyenne tension.

31. TransÉnergie, *op. cit.*, note 17.

32. Hydro-Québec, *Liste des règles d'exploitation de téléconduite/CER*, 13 mai 1998, 19 p.

33. Hydro-Québec, *op. cit.*, note 18.

34. Hydro-Québec, *op. cit.*, note 19. Hydro-Québec, *op. cit.*, note 20.



## Les procédures de rétablissement d'alimentation des réseaux de répartition

Les procédures de rétablissement d'alimentation des réseaux de répartition sont fonction des risques que présentent les installations et de la nature des abonnés touchés.

Les objectifs visés dans l'application des procédures de rétablissement étant identiques à ceux de la remise en service des lignes de transport, les mêmes directives<sup>35</sup> s'y appliquent.

### 1.2.4 L'état des réseaux de répartition dans les régions sinistrées

Les réseaux de répartition les plus touchés par la tempête de verglas, ceux des régions de l'Outaouais, de la partie ouest de Montréal et sa périphérie sud, ouest et nord, de la Montérégie et de Thetford Mines, ont été développés de manières bien différentes.

Certaines lignes faisant initialement partie du réseau de transport ont été peu à peu intégrées au réseau de répartition, notamment en relation avec la restructuration du réseau de transport devenue nécessaire à la suite du développement rapide des secteurs domiciliaires et commerciaux. Les sources d'alimentation à 735 kV en provenance du complexe Manicouagan-Outardes et de la Baie James ont vite entraîné des changements majeurs à la structure du réseau d'Hydro-Québec. C'est ainsi que plusieurs lignes du réseau de transport sont devenues des lignes du réseau de répartition. Par la suite, d'autres lignes furent construites pour répondre spécifiquement au réseau de répartition, en utilisant des critères de conception différents.

Dans la région de l'Outaouais, une grande partie des lignes ont initialement été construites par la Compagnie d'électricité Gatineau. À l'origine, le réseau qu'elles constituent s'étendait de l'extrémité sud-ouest de la province et se rendait jusqu'en périphérie ouest et nord-ouest de l'île de Montréal. Par la suite, plusieurs nouvelles lignes ont été construites dans la périphérie de Montréal afin de répondre à la demande du réseau de distribution. La conception des lignes les plus récentes est celle d'Hydro-Québec.

Le réseau de répartition qui dessert la partie ouest de l'île de Montréal et de la rive sud est constitué principalement de lignes faisant jadis partie du réseau de transport de la Commission hydroélectrique du Québec (1944). Ce réseau tirait son énergie des centrales de Beauharnois, de Carillon et des Cèdres. Entre 1950 et 1960, il a reçu l'apport des centrales de Bersimis 1 et 2. Plus récemment, il a été raccordé aux postes de transport à 735 kV de la boucle entourant Montréal, en particulier aux postes Boucherville et Hertel, situés sur la rive sud du fleuve Saint-Laurent. Plusieurs lignes de répartition ont été construites au cours des vingt dernières années pour répondre aux besoins d'un réseau en constante expansion.

Le réseau de répartition de la Montérégie a été érigé à l'origine par la Compagnie d'Électricité Shawinigan et alimenté à partir des centrales hydroélectriques de la Mauricie, de la centrale thermique de Tracy et de la centrale hydroélectrique d'Hemmings Fall de la Southern Canada Power. Aujourd'hui, la majeure partie de la région est alimentée à partir du poste Saint-Césaire, lequel tire son énergie du poste de transport de Boucherville. Ce réseau est composé, d'une part, de lignes datant des années 50 et, d'autre part, d'une portion de lignes de conception plus récente.

Quant au réseau de répartition de Thetford Mines et de ses environs, son développement a été fait en grande partie par la Compagnie d'Électricité Shawinigan au cours

---

35. Hydro-Québec, *op. cit.*, note 26.

des années 50. Initialement, ce réseau tirait son électricité principalement de la Mauricie ou des postes de transport de la région de Québec. Depuis 1997, une nouvelle source d'alimentation s'y est ajoutée avec la construction du poste des Appalaches, lequel est raccordé au poste de Lévis et donc au réseau de transport de Manicouagan-Outardes par une ligne à 735 kV. Depuis plusieurs années, cette région a connu peu de transformations sur son réseau de répartition demeuré essentiellement inchangé sur le plan de la conception.

### 1.3 Le réseau de distribution

Bien que certains clients, parmi les plus grands utilisateurs d'électricité, puissent s'approvisionner directement à partir du réseau haute tension d'Hydro-Québec, la plupart des consommateurs sont desservis par le réseau de distribution.

Celui-ci est constitué par l'ensemble des installations, des lignes, des postes et des branchements qui font en sorte que l'électricité en provenance du réseau de répartition soit disponible chez les utilisateurs domestiques, industriels et commerciaux.

Le réseau de distribution est caractérisé par son niveau de tension, par son architecture et par son installation. Son implantation découle de l'optimisation de divers paramètres, tels que :

- les charges transitées ;
- la répartition géographique des charges ;
- les pertes de lignes ;
- les spécifications relatives à l'énergie livrée ;
- la fiabilité de la continuité de service ;
- la standardisation des équipements ;
- les développements technologiques des équipements ;
- les impacts environnementaux ;
- les coûts de construction du réseau ;
- les coûts d'entretien et d'exploitation du réseau.

Cette énumération, bien que non exhaustive, met cependant en évidence les aspects souvent contradictoires de l'approche. D'une part, elle prend en considération les impacts environnementaux, approche qui conduit à des coûts de réalisation plus élevés. D'autre part, elle vise la standardisation, procédé qui empêche quelquefois l'adaptation aux derniers développements technologiques.

Par ailleurs, les paramètres changent avec le temps. En effet, à titre d'exemple, les spécifications relatives à l'énergie livrée et la continuité de service se modifient en même temps que les besoins et les exigences des usagers. De plus, les aspects environnementaux exercent une influence sans cesse croissante sur les critères de conception des ouvrages.

Lors de la nationalisation de l'électricité, Hydro-Québec a fait l'acquisition de réseaux de distribution conçus pour divers niveaux de tension : 3,14 kV, 4 kV, 12 kV, 13,8 kV, 25 kV, 49 kV, pour n'en mentionner que quelques-uns. Pour parvenir à une meilleure standardisation, à l'augmentation des charges et à la réduction des pertes d'énergie, la tension d'exploitation des réseaux de distribution a été normalisée à 25 kV depuis une trentaine d'années. La transformation s'est faite graduellement et, notamment sur l'île de Montréal, où les tensions

de 4 kV et 12 kV sont depuis longtemps en usage, la conversion n'est pas encore complétée partout. Au centre-ville de Montréal, il reste une partie du réseau souterrain fonctionnant encore à une tension de 12 kV.

### 1.3.1 Les critères et les normes de conception des réseaux de distribution

En plus de la tension des réseaux de distribution, d'autres aspects ont aussi été rationalisés et normalisés<sup>36</sup>. C'est le cas de l'architecture du réseau, qui résulte, en partie, de la répartition géographique des charges.

On distingue trois types de réseaux de distribution : les réseaux urbains, semi-urbains et ruraux. Ils se caractérisent principalement par la densité linéaire de charge exprimée en kVA par kilomètre de ligne. Les réseaux urbains ont une densité de charge supérieure à 1 000 kVA par km, les réseaux semi-urbains une densité de charge variant entre 1 000 et 500 kVA par km et les réseaux ruraux, une densité de charge inférieure à 500 kVA par km seulement.

L'architecture des réseaux de distribution est également modelée par la configuration retenue, un réseau de distribution pouvant être de type radial ou bouclé.

Par ailleurs, leur architecture dépend aussi du mode de relève prévu pour maintenir la continuité de service en cas d'incident. La relève peut être « intégrée » et, dans ce cas, les lignes ne sont pas chargées à pleine capacité en fonctionnement normal. La charge d'une ligne défaillante peut être transférée sur une ou deux lignes voisines munies de points de liaison prévus à cet effet. La relève peut aussi être « spécialisée », lorsqu'on prévoit de maintenir une partie du réseau sous tension sans charge, pour y transférer la charge d'une ligne défaillante. Une relève spécialisée peut être associée à un maximum de quatre ou cinq lignes, compte tenu de la très faible probabilité de perdre plus d'une ligne dans un même ensemble; elle est généralement utilisée pour les réseaux de câbles souterrains en raison de sa simplicité d'exploitation.

### 1.3.2 Les réseaux de distribution à l'échelle régionale

À l'échelle régionale, les réseaux de distribution regroupent l'ensemble des installations qui permettent d'alimenter les clients en électricité à partir du réseau de répartition. Cet ensemble comprend les postes de distribution, avec leurs équipements de transformation, de manœuvre et de protection, ainsi que les lignes aériennes et les câbles souterrains nécessaires pour acheminer l'énergie électrique.

Dans l'ensemble, les réseaux de distribution régionaux représentent plus de 96 000 km, dont 87470 km aériens, 385 postes et 3125 lignes de moyenne tension, desservant environ 3 400 000 abonnés<sup>37</sup>.

Lors de phénomènes climatiques perturbateurs (foudre, pluie verglaçante, orage géomagnétique, etc.), la partie la plus vulnérable de ce type de réseau est celle des lignes de distribution aériennes, exposée directement aux intempéries.

---

36. Hydro-Québec, *Normes de construction – Réseau aérien*, B.41.11., édition 1996, 200 p.

37. Hydro-Québec, *État du réseau avant la tempête du 5 janvier 1998*, 22 septembre 1998, 5 p.

Tableau 5

Les caractéristiques des réseaux de distribution dans les zones sinistrées				
	Unités	Île de Montréal	Laurentides	Richelieu
Superficie	km <sup>2</sup>	500	437 200	23 300
Nombre de municipalités*	Nombre	29	341	415
Nombre de clients	Nombre	905 000	787 000	730 000
Longueur du réseau aérien				
– Réseau aérien triphasé	km	1 900	12 584	10 151
– Réseau aérien biphasé	km	1	189	296
– Réseau aérien monophasé	km	1 235	18 026	13 405
Total du réseau aérien	km	3 136	30 799	23 852
Longueur du réseau souterrain				
– Réseau souterrain triphasé	km	3 445	1 123	1 333
– Réseau souterrain monophasé	km	265	366	324
Total du réseau souterrain	km	3 710	1 489	1 657
Longueur de conducteur/1 000 abonnés	km	3,4	30,0	32,4
Lignes à moyenne tension	Nombre	788	608	659
Types de conducteurs		477 MCM AL 3/0 ACSR	477 MCM AL 3/0 ACSR 2 ACSR	477 MCM AL 3/0 ACSR 2 ACSR 6 CW
Nombre de postes	Nombre	32	97	85
Transformateurs aériens	Nombre	40 656	142 945	148 934
Transformateurs souterrains	Nombre	7 682	3 440	3 611
Nombre de poteaux				
– Poteaux d'Hydro-Québec	Nombre	50 895	180 523	133 826
– Poteaux d'usage commun	Nombre	82 001	550 687	443 064
Total des poteaux	Nombre	132 896	731 210	576 890

\* Incluant des municipalités non touchées par le verglas de janvier 1998.

Sources : Hydro-Québec, *État du réseau avant la tempête du 5 janvier 1998*, 22 septembre 1998, et Hydro-Québec, *Données générales sur le réseau de distribution, Territoires : Île de Montréal, Laurentides et Richelieu*, 22 septembre 1998.

Suivant le mode d'installation des lignes, les réseaux de distribution peuvent être aériens, souterrains ou mixtes<sup>38</sup>. Pour la plupart, les réseaux de distribution d'Hydro-Québec sont aériens. Le réseau de distribution situé sur l'Île de Montréal est considéré comme un réseau mixte, puisqu'il est construit en portions aérienne et souterraine presque à parts égales<sup>39</sup>. Des réseaux de distribution comme ceux des Laurentides et de la région de Richelieu peuvent être considérés comme aériens, étant donné que seulement 15 % du réseau y est souterrain.

Dans les régions touchées par la tempête de verglas de janvier 1998, les réseaux de distribution sont essentiellement de configuration aérienne.

38. Commission scientifique et technique [verglas de janvier 98], *op. cit.*, note 8.

39. Hydro-Québec, *Données générales sur le réseau de distribution, Territoires : Île de Montréal, Laurentides et Richelieu*, 22 septembre 1998, 1 p.

### **1.3.3 L'exploitation des réseaux de distribution**

#### **Les centres d'exploitation de distribution**

En situation normale, l'exploitation d'un réseau de distribution relève d'un Centre d'exploitation de distribution (CED), lequel doit effectuer les manœuvres télécommandées voulues pour réalimenter le plus rapidement possible les blocs de charge affectés par une défaillance persistante de ligne ou de câble. Il voit également à dépêcher les équipes de dépannage, à coordonner les travaux sur le terrain et à informer les abonnés. Lors d'une situation critique appréhendée, comme lors d'un avertissement météorologique, on augmente le nombre d'intervenants et les effectifs de dépannage.

À la suite d'un sinistre majeur, on doit parfois entreprendre un programme de reconstruction et il faut alors attendre la réhabilitation des réseaux de transport et de répartition avant de pouvoir remettre le réseau de distribution en service. Il ne s'agit plus alors d'exploiter le réseau à l'intérieur de normes habituelles mais plutôt de tenir compte des contraintes particulières qu'une telle situation entraîne. Les réseaux de distribution doivent alors être gérés en fonction de schémas d'exploitation inhabituels, en fonction des décisions des planificateurs de la direction des travaux, de celles des responsables des approvisionnements en matériel et des activités de reconstruction des réseaux qui ont pu être endommagés. Dans une telle situation, plusieurs membres du personnel de bureau peuvent être réaffectés à des tâches demandant des actions immédiates, liées à des activités d'urgence sur le terrain.

#### **La protection, la maintenance et les mesures préventives**

Les lignes des réseaux de distribution aériens sont constituées de conducteurs non isolés, installés en hauteur, à des distances suffisantes les uns des autres pour en garantir la sécurité. Au Québec, comme ailleurs en Amérique du Nord, la mise hors de portée des conducteurs électriques est faite à l'aide de poteaux de bois.

Les réseaux aériens demeurent vulnérables aux intempéries, aux effets de la pollution, de la faune et de la végétation, éléments qui peuvent provoquer leur défaillance, de façon persistante ou fugitive.

Les défauts fugitifs les plus fréquents correspondent à des décharges reliées à des phénomènes atmosphériques, notamment le télescopage des conducteurs sous l'effet du vent et de la glace, l'action des animaux ou des branches cassées. Dans l'ensemble, 80 % à 90 % des pannes sur les circuits des réseaux de distribution aériens dépendent de défauts de ce type. Elles ne nécessitent pas nécessairement d'intervention sur le circuit affecté, préalablement à sa remise sous tension, et les systèmes de protection procèdent automatiquement au rétablissement du courant par des manœuvres d'ouverture ou de fermeture des circuits touchés. Les moyens les plus efficaces pour prévenir ces pannes sont la surveillance par des patrouilles, l'émondage des arbres et l'ajout de disjoncteurs réenclencheurs, aux points les plus critiques des lignes.

Les défauts persistants ne peuvent être éliminés automatiquement: ils exigent des interventions humaines pour les localiser et en identifier la nature, avant de pouvoir réparer la panne et remettre le réseau en service. La cause la plus fréquente de tels défauts relève de bris d'équipement, notamment la rupture et le décrochage des conducteurs, de bris d'isolateurs et de poteaux dus à des accidents. La réparation des dommages ainsi causés est facilitée par la nature même du réseau aérien. En effet, les lignes aériennes sont visibles et peuvent être inspectées depuis le sol sans trop de difficultés. Il en est de même pour les travaux de réparation, où l'accès aux composantes comme les conducteurs, les isolateurs, les poteaux, les accessoires et les transformateurs reste relativement facile, permettant ainsi des interventions rapides.

De plus, sur les lignes aériennes, la localisation des défauts persistants est facilitée par la présence de détecteurs et les patrouilleurs sont en mesure de localiser et d'identifier rapidement les défauts persistants. Lorsque cette procédure ne s'avère pas concluante, la réalimentation par tronçons doit être entreprise jusqu'à ce que le tronçon défaillant puisse être identifié. Outre les creux de tension parfois néfastes pour les clients industriels, la refermeture d'un circuit à la suite d'un défaut persistant n'entraîne généralement pas de problème particulier. L'état des disjoncteurs réenclencheurs est automatiquement signalé à distance, mécanisme qui permet d'intervenir rapidement pour corriger le problème, sans attendre d'être prévenu par les abonnés touchés par une panne. Cependant, lorsqu'il s'agit d'un problème généralisé, comme lors d'une violente tempête où toutes les équipes sont en action, le signalement par les abonnés fournit des renseignements qui permettent souvent de mieux orienter l'action des équipes sur le terrain.

Pour les nombreuses dérivations protégées par fusibles, il n'existe pas de moyen de connaître leur état à distance et, en cas de panne, il faut s'en remettre au signalement par les abonnés touchés. Lors de violentes tempêtes, les équipes de réparation des pannes effectuent des examens visuels des coupe-circuits fusibles pour repérer ceux déclenchés lors de surcharges. Cependant, l'absence de moyen de vérification à distance de la fusion des fusibles s'avère un élément critique lorsque l'ossature principale de la ligne n'est pas affectée. L'information fournie par les abonnés affectés reste alors le seul moyen de signalement.

Quant à la protection contre la foudre, contrairement aux lignes de répartition et de transport à 120 kV et plus, lesquelles sont protégées par câble de garde, en réseau de distribution, cette technique ne serait pas efficace à cause du faible niveau d'isolation des isolateurs et du faible écartement qu'aurait un câble de garde par rapport aux conducteurs de phase. Lorsque les transformateurs de distribution ou les jonctions aérosouterraines sont adéquatement protégés par des parafoudres à leurs bornes, les pannes causées par la foudre sont rares et les défauts généralement fugitifs.

Les problèmes causés par la végétation, souvent de nature fugitive, peuvent être grandement atténués par un émondage adéquat. Quant aux pannes causées par la chute des arbres lors de tempêtes, on peut contrer ce problème par l'abattage des essences fragiles (peupliers, ormes chinois, etc.) et par une réglementation pour les emprises.

Le comportement et la tenue des lignes aériennes sous l'effet du vent et de la glace dépendent des critères de conception et du degré d'exposition des lignes aux vents dominants transversaux. Cette question relève des critères appliqués lors de la conception en ce qui concerne la résistance mécanique de la ligne<sup>40</sup>.

En plus des critères de conception, la maintenance joue un rôle important quant à l'intégrité mécanique des ouvrages. Le matériel de protection, de commutation ou tout autre organe mécanique du réseau de distribution n'ayant pas été manœuvré depuis un certain temps, doit subir des opérations mécaniques pour en vérifier le bon fonctionnement. Elle comporte des travaux d'émondage et de taille de la végétation à proximité du réseau de distribution<sup>41</sup> en plus de la réparation des éléments endommagés ou détériorés.

La coordination des activités de maintenance est faite à partir du Centre d'exploitation de distribution (CED). Le CED est composé de cinq centres de service régionaux, pour l'Île de

---

40. Voir le chap. «Les aspects structuraux du réseau d'Hydro-Québec», dans le présent volume, livre 2, chap. 1, (section 3.2).

41. Hydro-Québec, *Liste des guides d'entretien pour des réseaux de distribution*, 13 mai 1998, 8 p.

Montréal et les régions Montmorency, Richelieu, Laurentides, nord-est, chacun disposant de deux unités de service (CUS). Ces dernières sont composées de trois centres de maintenance et de service, dont les équipes sont prêtes à intervenir pour localiser et réparer les dégâts matériels.

### **Le rétablissement du service**

Le réseau de distribution est exploité en mode radial, c'est-à-dire qu'une seule ligne relie source et charge. Lors du déclenchement d'un appareil de protection à la suite d'un défaut persistant ou d'un bris d'équipement, une équipe doit être dépêchée sur les lieux pour effectuer des manœuvres de transfert des charges sur une ou plusieurs lignes adjacentes. Une ligne est normalement divisible en trois sections pouvant être alimentées séparément. Pour procéder aux réparations, on peut alors isoler la section défectueuse.

Le transfert de l'alimentation d'une ligne à une autre reste une activité courante pour les opérateurs de réseau et ne fait pas l'objet de normes particulières. Les opérateurs de réseau tiennent compte des critères de charge (courant circulant à travers les conducteurs), du niveau de tension, de la disponibilité de la main d'œuvre et de la priorité et du nombre de pannes, pour assurer la qualité d'alimentation aux abonnés.

Les transferts d'alimentation s'effectuent généralement selon les procédures suivantes.

- Remise sous tension d'un secteur par des manœuvres de bouclage permettant la reprise des charges sur les réserves intégrées ou spécialisées.
- Remise sous tension d'une artère ou d'une ligne en antenne après un déclenchement sur défaut persistant facilement localisable et rapidement réparable (chute de branche, bris de conducteurs, etc.).
- Remise sous tension d'une artère ou d'une ligne en antenne à la suite d'une panne importante (bris de poteaux, destruction de transformateurs, etc.).
- Remise sous tension à la suite d'une perte partielle ou totale du réseau de répartition en amont des postes de distribution.
- Remise sous tension suivant la perte partielle ou totale du réseau de distribution.

À la suite des dégâts matériels au réseau de distribution causés par un accident ou par un phénomène atmosphérique, le Centre d'exploitation de distribution (CED) avertit les centres d'unités régionales (CUR) et les centres d'unités de service (CUS). Dans un premier temps, les équipes déployées localisent l'avarie, l'ampleur des dommages et le type de réparation à effectuer. Elles communiquent les informations correspondantes au CED où on planifie alors les ressources en personnel et en matériel puis on estime les délais de rétablissement pour en informer les services internes (Hydro Direct, relations publiques, etc.) ainsi que les abonnés. Si les réparations touchent un réseau à moyenne tension (MT), la direction des opérations relève du CED; s'il s'agit d'un réseau à basse tension (BT), les responsabilités peuvent être déléguées aux centres d'unités de district (CUD) qui en référeront cependant toujours au CED. Après le rétablissement du service, les équipes sur le terrain informent le responsable des analyses et mises à jour (AMAJ) des réparations ainsi que des modifications effectuées.

En regard de l'ampleur des dommages, du nombre d'abonnés touchés et de la durée prévue des interventions de reconstruction préalables aux procédures de remise en service, des mesures d'urgence doivent être prises afin de pallier les effets de l'interruption de courant chez les abonnés. Dans le cas d'un sinistre de grande ampleur, la reconstruction massive des réseaux de distribution peut exiger la collaboration d'autres sociétés d'électricité, le recours à leur personnel, à leurs véhicules, à leur outillage spécialisé et à leur réserve de matériel.

## SECTION 2

### 2.1 La dégradation du réseau de transport

Selon les renseignements et les données obtenues d'Hydro-Québec<sup>42</sup>, dans les zones sinistrées, toutes les lignes de transport et de répartition étaient en service au début de la tempête, sauf le circuit 3145 à 315 kV entre les postes Guy et Viger et le circuit 1298 à 120 kV, entre les postes Notre Dame et Jeanne D'Arc.

Selon les prévisions préparées le vendredi 2 janvier<sup>43</sup> pour la semaine suivante, la puissance totale disponible s'élevait alors à 33 996 MW en incluant les 5 915 MW venant de sources externes à Hydro-Québec. Ces prévisions établissaient la demande totale à 30 602 MW, laissant une marge de 3 394 MW pour couvrir les exigences de réserve et de provisions pour aléas qui, selon les normes d'exploitation, devaient être de 3 068 MW.

La demande en puissance prévue pour la grande région de Montréal, pour la pointe de charge de 1997-1998, incluant le poste Saint-Césaire, était évaluée à plus de 12 000 MW<sup>44</sup>.

#### 2.1.1 Une dégradation progressive

Dès les premiers jours de la tempête, le réseau de transport à 735 kV a commencé à en sentir les contrecoups et certains circuits n'ont pu être remis en service avant une quinzaine de jours. Ainsi le circuit 7034 entre les postes Nicolet et Boucherville est tombé en panne dès l'heure du midi, le 6 janvier<sup>45</sup>. Deux jours plus tard, l'un des plus importants postes de transformation du réseau à 735 kV, le poste Boucherville, perdait deux liens additionnels avec les postes Duvernay et Hertel et ne retenait qu'une alimentation à 735 kV venant du poste Carignan. Le 9 janvier, le poste Hertel, poste source pour le centre-sud de Montréal, perdait sa dernière alimentation à 735 kV, celle lui venant du poste Chateauguay et, au milieu de l'après-midi, la ligne Carignan-Boucherville déclenchait. Sur les 5 postes formant la boucle à 735 kV autour de Montréal, seulement deux, Duvernay et Chénier, demeuraient reliés au réseau de transport principal.

---

42. Pierre M. DENAULT, Lettre envoyée à la Commission, le 28 août 1998.

43. Hydro-Québec, *Bilan de puissance prévue à la pointe hebdomadaire, préparé le 02/01/98 pour la semaine du 04/01/98*, 25 mai 1998, 1 p.

44. Hydro-Québec, *Schéma du plan du réseau de transport avec écoulement de puissance prévu pour la pointe de charge de 1997-1998*, 9 février 1998, 1 p.

45. TransÉnergie, *Rapport sur la tempête de verglas pour le Northeast Power Coordinating Council (NPCC)*, direction Contrôle des mouvements d'énergie, 20 février 1998, 21 p.



Tableau 6

La chronologie des événements survenus sur le réseau des lignes à 735 kV à la suite du verglas						
Déclenchement		Remise en service		Cause présumée par Hydro-Québec	Lignes	Postes
Date	Heure	Date	Heure			
98-01-06	12:22	98-01-22	22:52	Effondrement de 10 pylônes	7034	Nicolet-Boucherville
98-01-08	00:30	98-01-31	17:30	Effondrement de 9 pylônes et 20 pylônes endommagés	7009	Boucherville-Duvernay
98-01-08	09:51	98-01-19	12:51	Effondrement de 13 pylônes	7036	Boucherville-Hertel
98-01-08	10:02			Effondrement de 100 pylônes	7006	Nicolet-Hertel
98-01-08	17:51	98-02-02	24:00	Dommage du côté de NYPA	7040	Châteauguay-Massena
98-01-09	10:12	98-02-02	04:47	Effondrement de 17 pylônes	7038	Châteauguay-Hertel
98-01-09	10:57	98-01-10	07:16	Défaut transitoire	7019	Micoua-Saguenay
98-01-09	11:55			Câble de garde coupé	7099	Boucherville-IREQ
98-01-09	15:47	98-01-14	12:04	Conducteurs et câbles de garde au sol	7042	Chénier-Châteauguay
98-01-09	15:48	98-01-10	00:08	Défaut transitoire	7014	Carignan-Boucherville
98-01-09	20:05	98-01-09	23:20	Câble de garde endommagé	7047	Grand Brûlé-Chénier
98-01-09	20:13	98-01-09	23:09	Câble de garde endommagé	7044	La Vérendrye-Chénier
98-01-09	21:02	98-01-10	00:08	Câble de garde endommagé	7095	Appalaches-Des Cantons
98-01-10	13:07	98-01-10	17:35	Câble de garde endommagé	7095	Appalaches-Des Cantons
98-01-10	20:16	98-01-11	02:22	Câble de garde endommagé	7044	La Vérendrye-Chénier
98-01-10	23:15	98-01-11	17:00	Câble de garde coupé	7096	Nicolet-Des Cantons
98-01-11	19:06	98-01-12	03:07	Câble de garde coupé	7096	Nicolet-Des Cantons
98-01-13	13:16	98-01-13	17:53	Câble de garde coupé	7096	Nicolet-Des Cantons
98-01-13	13:36	98-01-13	22:00	Câble de garde coupé	7095	Appalaches-Des Cantons
98-01-13	19:27	98-01-14	03:06	Câbles de garde coupés	7096	Nicolet-Des Cantons
98-01-20	12:44	98-01-21	00:11	Câbles de garde endommagés	7047	Chénier-Grand Brûlé
98-01-20	12:44	98-01-22	12:04	Câbles de garde endommagés	7044	Chénier-La Vérendrye
98-01-21	04:53	98-01-21	05:16	Câbles de garde endommagés	7047	Chénier-Grand Brûlé

\* La numérotation des lignes et des circuits du réseau d'Hydro-Québec correspond à leur niveau de tension: la série 7000 couvre les tensions de 735 kV et 765 kV, la série 4000 la tension de 450 kV, la série 3000 celle de 315 kV, et ainsi de suite.

Sources: TransÉnergie, *Rapport sur la tempête de verglas* pour le Northeast Power Coordinating Council, 20 février 1998, Hydro-Québec, *Inventaire des lignes endommagées, territoire ouest*, 23 mars 1998, et Hydro-Québec, *Inventaire des lignes endommagées, territoire sud*, 23 mars 1998.

Ainsi, l'alimentation électrique de la région montréalaise s'est rapidement détériorée. Entre le 8 et le 10 janvier, la capacité de transport d'électricité entre Québec et Montréal est tombée à zéro, alors qu'elle était de 10 500 MW<sup>46</sup> le 4 janvier. En outre, la capacité de transport via les postes La Vérendrye et Jacques-Cartier vers Montréal, chiffrée à 12 000 MW le 4 janvier, baissait brusquement à 3 900 MW, le 10 janvier. Aux premières heures ce matin-là, l'alimentation totale de la région montréalaise était d'environ 5 000 MW, soit environ la moitié des prévisions.

46. Hydro-Québec, *Inventaire des lignes endommagées, territoire ouest*, 23 mars 1998, 5 p.; Hydro-Québec, *Inventaire des lignes endommagées, territoire sud*, 7 p.

Sur les six premières lignes à 735 kV qui ont déclenché, aucune n'a pu être remise en service avant plus d'une dizaine de jours et l'une d'elle est demeurée hors-service au-delà d'un mois. Le poste Hertel, qui alimente le centre-ville de Montréal, a été coupé du réseau à 735 kV durant 10 jours, soit du 9 au 19 janvier. Sur la boucle à 735 kV, le poste Chateauguay a été isolé du réseau à 735 kV durant 5 jours et a été alimenté à partir de la centrale de Beauharnois. Enfin, entre le 8 et le 22 janvier, le poste Boucherville, source d'approvisionnement pour une partie de l'est de l'Île de Montréal, n'a été relié au réseau à 735 kV que par la ligne venant du poste Carignan. De plus, cette ligne a été hors-service pendant près de huit heures, le 9 janvier.

Quant à l'alimentation électrique de la région de Sherbrooke par le réseau à 735 kV, on a déploré des perturbations intermittentes après la tempête, entre la soirée du 9 janvier et la nuit du 13 au 14 janvier. Sauf pour une période d'environ sept heures, en après-midi et en soirée le 13 janvier, alors que les deux lignes à 735 kV venant des postes Nicolet et Appalaches étaient hors-service, le poste Des Cantons disposait d'une capacité de transport minimale d'environ 2 000 MW, sans tenir compte de l'apport potentiel de 690 MW additionnels via la ligne à 450 kV en courant continu Radisson-Nicolet-Des Cantons.

Les autres lignes à 735 kV déclenchées au nord-ouest (Grand Brulé-Chénier et La Vérendrye-Chénier) et au nord-est de Montréal (Micoua-Saguenay) ont pu être remises en service moins de 24 heures après leur déclenchement.

### **2.1.2 Les impacts sur la fiabilité électrique du réseau de transport**

Le réseau à 735 kV a été soumis à rude épreuve à plusieurs reprises durant la tempête de verglas. Les plus importants contrecoups subis correspondent à la chronologie suivante.

1. Le 6 janvier, déclenchement de la ligne à 735 kV Nicolet-Boucherville (7034) à 12 h 22 et effondrement de 10 pylônes.
2. Le 8 janvier, déclenchement de la ligne à 735 kV Boucherville-Duvernay (7009) à 00 h 30 et effondrement de 9 pylônes.
3. Le 8 janvier, déclenchement des lignes à 735 kV Boucherville-Hertel (7036) et Nicolet-Hertel (7006) à 11 minutes d'intervalle (09 h 51 et 10 h 02) avec effondrement respectif de 13 et 100 pylônes.
4. Le 9 janvier, déclenchement de la ligne à 735 kV Chateauguay-Hertel (7032) à 10 h 12 et effondrement de 17 pylônes.
5. Le 9 janvier, déclenchement presque simultané (15 h 47 et 15 h 48) des lignes à 735 kV Chénier-Chateauguay (7042) et Carignan-Boucherville (7014) avec perte du poste Boucherville.
6. Le 9 janvier, déclenchement des lignes à 735 kV Grand Brulé-Chénier (7047) et La Vérendrye-Chénier (7044) à 8 minutes d'intervalle. Ces mêmes lignes déclencheront ensemble de nouveau le 20 janvier à 12 h 44.

Toutes ces défaillances, sauf celle de la ligne Carignan-Boucherville, présentaient l'aspect de défauts affectant plus d'une phase et étaient de nature persistante. Malgré ces défauts successifs, l'ensemble du réseau à 735 kV a gardé son intégrité sans provoquer une panne totale du réseau québécois.

Des événements de moindre gravité avaient plongé le Québec dans l'obscurité à plusieurs reprises<sup>47</sup> entre 1969 et 1989. Ainsi, en 1972, une tempête localisée aux alentours du poste Lévis, laissant 30 mm de verglas, a touché l'équipement de ce poste et une ligne en construction, provoquant une panne sur tout le réseau d'Hydro-Québec<sup>48</sup>. En 1988, dans la région de Manicouagan<sup>49</sup>, une tempête de neige fondante a provoqué des courts-circuits au poste Arnaud et a plongé tout le Québec dans le noir.

Malgré la sévérité sans précédent de la tempête de verglas de janvier 1998, le réseau à 735 kV a résisté et a gardé son synchronisme. Cette bonne tenue résulte des efforts démontrés par Hydro-Québec au cours des dernières années afin d'améliorer la fiabilité<sup>50</sup> de son réseau, notamment en ce qui concerne de nouveaux critères de planification<sup>51</sup> et d'interventions en cas d'événements extrêmes<sup>52</sup>. Le réseau à 735 kV a été conçu pour résister à un défaut monophasé transitoire suivi, après élimination de ce dernier, d'un réenclenchement réussi de la section de ligne affectée. Les nouveaux critères sont à l'effet que le réseau puisse aussi maintenir sa stabilité à la suite de l'application d'un défaut triphasé persistant, entraînant la perte d'un élément de production, de ligne ou de poste.

### 2.1.3 Le recours aux interconnexions

Les interconnexions entre réseaux voisins peuvent servir non seulement à la vente d'énergie électrique mais aussi à raffermir chacun de ceux-ci en fournissant un support additionnel en cas de besoin. Ce principe est d'ailleurs invoqué par Hydro-Québec pour justifier l'ajout d'une interconnexion majeure avec le réseau d'Ontario Hydro<sup>53</sup> dans l'Outaouais.

Le réseau d'Hydro-Québec comporte trois principales régions d'interconnexion avec le réseau d'Ontario Hydro, à savoir au sud à Beauharnois, au centre au niveau des Laurentides et au nord en Abitibi. De plus, le réseau privé de la compagnie McLaren est relié à celui d'Ontario Hydro. Par ailleurs, bien que celui de la compagnie Alcan soit disponible à des fins d'interconnexion, il ne fait pas partie du système *Open Access Same Time Information System* (OASIS) qui exige que chacun des partenaires fournisse, en temps réel, les informations sur son réseau.

Les échanges avec le réseau de la compagnie Alcan ne montrent aucun effet dû à la tempête de verglas, réaction qui peut s'expliquer par l'éloignement de la région Saguenay-Lac Saint-Jean de la zone affectée et par le caractère bilatéral de ces échanges. De même, les livraisons d'énergie électrique vers le Nouveau-Brunswick, par l'interconnexion avec Énergie Nouveau-Brunswick, ont été maintenues sans interruption durant toute la période du 5 janvier au 6 février. La région de la Gaspésie n'a subi aucun contrecoup de la tempête de verglas, n'étant pas soumise à une restriction d'énergie électrique.

---

47. Hydro-Québec International inc., *op. cit.* note 9.

48. Hydro-Québec, *Impacts sur le réseau des tempêtes de verglas passées/lignes*, direction Expertise et support technique de transport, 25 mai 1998, 2 p.

49. Hydro-Québec, *Impacts sur le réseau des tempêtes de verglas passées/postes*, direction Expertise et support technique de transport, 25 mai 1998, 1 p.

50. Hydro-Québec, *Programme d'amélioration de la fiabilité du réseau de transport (AFRT)*, 26 novembre 1993, 15 p.

51. TransÉnergie, *op. cit.*, note 11.

52. Hydro-Québec, *Réserves d'exploitation (directive d'exploitation 3-31-99-D-001)*, direction Contrôle des mouvements d'énergie, 1<sup>er</sup> mai 1998, 8 p. Hydro-Québec, *Réserves d'exploitation (renseignement d'exploitation 3-31-99-R-001)*, direction Contrôle des mouvements d'énergie, 1<sup>er</sup> mai 1998, 8 p.

53. TransÉnergie, *op. cit.*, note 45.

---

## Interconnexions avec liens en courant continu

Une interconnexion entre deux réseaux électriques peut être soit en courant alternatif (c.a.), soit en courant continu (c.c.). Bien que plus simple techniquement, l'interconnexion en courant alternatif n'est pas toujours réalisable pour diverses raisons dont entre autres :

- les deux réseaux c.a. à interconnecter fonctionnent à des fréquences différentes ;
- les deux réseaux c.a. à interconnecter fonctionnent à la même fréquence, mais l'interconnexion est trop faible pour maintenir le synchronisme de la fréquence entre ces deux réseaux, et la fréquence de l'un deux dérive graduellement par rapport à celle de l'autre, entraînant l'instabilité et la séparation des réseaux.

Quoique plus coûteuse, une interconnexion en courant continu (c.c.) offre cependant plusieurs avantages. Ainsi, une interconnexion c.c. :

- a) est asynchrone et élimine les problèmes de stabilité entre les deux réseaux c.a. ;
- b) permet de relier deux grands réseaux c.a. par un lien c.c. de faible puissance ;
- c) permet un contrôle intrinsèque de la puissance transitée indépendamment des paramètres des réseaux interconnectés (tension et décalage angulaire) ;
- d) permet d'injecter une nouvelle source de puissance sans augmenter de façon sensible la puissance de court-circuit des réseaux interconnectés.

L'interconnexion en courant continu entre deux réseaux consiste en premier lieu à convertir le courant alternatif du réseau fournisseur en courant continu par un ensemble de redresseurs. Ce courant continu est ensuite transmis par une ligne à un ensemble d'onduleurs qui le transforment à nouveau en courant alternatif. On a donc la chaîne suivante : poste redresseur – ligne de transport c.c. – poste onduleur. Dans bien des cas, la ligne de transport est très courte (quelques mètres de jeu de barres) et les redresseurs et les onduleurs sont situés dans un même poste qui est alors appelé « poste convertisseur dos-à-dos ».

Les ensembles de redresseurs, tout comme les ensembles d'onduleurs, sont composés de thyristors de puissance dont la conduction est amorcée à partir d'un signal pris sur l'onde de tension alternative. Il est donc essentiel dans les interconnexions en courant continu d'avoir à la fois une tension alternative aux deux extrémités. Au poste onduleur, cette tension alternative contrôle le fonctionnement des thyristors et donne le modèle de l'onde désirée. En l'absence de cette onde alternative, les liens à courant continu actuels ne peuvent pas fonctionner. Le développement des thyristors GTO (Gate Controlled Oscillator) permettra de supprimer cette contrainte à la réception en permettant au poste onduleur de devenir un oscillateur et de produire sa propre onde.

---

Tableau 7

Les échanges avec les réseaux canadiens voisins												
Date	Réseaux canadiens voisins											
	Alcan		Énergie Nouveau-Brunswick		McLaren		Ontario Hydro Beauharnois		Ontario Hydro Laurentides		Ontario Hydro Abitibi	
	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.
MW												
98-01-05	-154	72	120	1 029	-3	52	-168	498	-46	3	-42	32
98-01-06	-185	37	129	855	-26	45	-170	4	-59	1	-43	-4
98-01-07	-55	69	13	892	-4	56	-168	5	-46	13	-57	19
98-01-08	-197	3	90	705	-108	51	-6	-	-133	40	-13	36
98-01-09	-162	33	46	749	-83	3	-6	-	-152	-25	-8	38
98-01-10	-96	31	34	737	-78	-24	-6	-	-153	-8	-38	-21
98-01-11	-79	4	34	606	-104	-39	-6	-	-195	31	-38	-
98-01-12	-44	25	47	753	-124	-	-6	-	-209	62	-48	-22
98-01-13	-200	56	52	942	-130	-15	-6	-	-125	10	-44	-22
98-01-14	-90	55	45	1 079	-129	-75	-6	-	-184	-38	-45	6
98-01-15	-32	57	281	1 047	-120	-53	-6	-	-189	-120	-64	-37
98-01-16	-233	48	218	1 005	-94	-50	-6	-	-163	-14	-61	-23
98-01-17	-87	11	139	569	-67	-30	-6	-	-173	12	-61	-20
98-01-18	-90	1	28	547	-59	-28	-6	-	-167	-50	-63	-35
98-01-19	-143	24	81	781	-73	-7	-6	-	-139	-10	-65	-20
98-01-20	-89	-17	44	595	-82	8	-6	-	-143	-11	-48	-
98-01-21	-122	10	22	723	-78	-11	-6	-	-151	-44	-46	-19
98-01-22	-70	53	161	1 048	-102	-17	-6	-	-132	-12	-62	-24
98-01-23	-237	68	125	1 017	-24	6	-6	-	-36	1	-44	-
98-01-24	-102	4	96	768	44	81	-6	-	-35	1	-45	-6
98-01-25	-100	27	29	679	41	81	-6	-	-45	2	-48	-7

Tableau 7

Les échanges avec les réseaux canadiens voisins (suite)												
Date	Réseaux canadiens voisins											
	Alcan		Énergie Nouveau-Brunswick		McLaren		Ontario Hydro Beauharnois		Ontario Hydro Laurentides		Ontario Hydro Abitibi	
	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.
MW												
98-01-26	-251	38	34	961	47	76	-6	-	-45	4	-64	12
98-01-27	-424	31	362	934	47	77	-6	-	-35	90	-59	19
98-01-28	-259	53	183	910	59	83	-6	-	-35	14	-51	7
98-01-29	-220	9	129	864	40	66	-6	-	-58	2	-54	-15
98-01-30	-151	3	44	883	46	66	-6	-	-35	3	-56	-23
98-01-31	-56	9	34	580	46	56	-6	-	-36	2	-28	2
98-02-01	-90	47	278	773	44	56	-6	-	-36	-	-36	4
98-02-02	-152	-3	264	936	38	54	-6	-	-35	92	-42	12
98-02-03	-143	10	180	768	21	57	-6	-	-35	5	-62	17
98-02-04	-125	39	174	784	-8	66	-6	-	-36	13	-42	19
98-02-05	-91	79	168	880	30	80	-6	-	-43	91	-42	20
98-02-06	-135	52	121	852	36	65	-6	-	-44	90	-40	28

Notes:

- Le signe - indique une importation d'électricité.
- L'interconnexion avec le réseau privé de la compagnie Alcan situé dans la région Saguenay-Lac-Saint-Jean se fait par l'intermédiaire de la ligne n° 3095 à 345 kV à partir du poste Delisle et de la ligne n° 2325 à 240 kV à partir du poste Isle Maligne.
- L'interconnexion avec la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick se fait à partir du poste Madawaska par les lignes n° 3114 à 345 kV et n° 3113 à 315 kV et à partir du poste Matapédia par les circuits 2101 et 2102 à 230 kV.
- L'interconnexion avec le réseau privé de la compagnie McLaren se fait à partir des lignes 1101 et 1123 à 120 kV.
- L'interconnexion avec Ontario Hydro à partir de la centrale de Beauharnois se fait par les circuits B5D et B31L à 230 kV.
- L'interconnexion avec Ontario Hydro au niveau des Laurentides se fait par les lignes P33C, O4C et X2Y à 120 kV.
- L'interconnexion avec Ontario Hydro au niveau de l'Abitibi se fait à partir des lignes H4Z et D4Z à 120 kV.

Source: TransÉnergie, *Bilan des échanges nets sur les interconnexions, 5 janvier au 6 février 1998, 20 juillet 1998*, TransÉnergie, *Schéma d'exploitation - Réseau de transport et réseaux de répartition*, mise à jour: 1<sup>er</sup> décembre 1997, et A. Wyatt, *Electric Power Challenges and Choices*, 1986.

Il en fut tout autrement pour l'Ouest du Québec. Au niveau de la Gatineau, l'interconnexion avec la compagnie McLaren a été utilisée pour consolider l'alimentation de l'Outaouais, en particulier entre le 8 et le 23 janvier. Le transit vers Hydro-Québec a atteint un maximum de 130 MW le 13 janvier, soit près de la capacité maximale de cette interconnexion située à 150 MW<sup>54</sup>. Durant la même période, dans la région des Laurentides, l'interconnexion avec Ontario Hydro par les lignes P33C, Q4C et X2Y, procurait en pointe, entre 125 et 209 MW<sup>55</sup> au réseau d'Hydro-Québec, pour compenser la perte des circuits 3052 et 3053 à 315 kV qui alimentent normalement le poste Vignan dans l'Outaouais, à partir du poste Chénier. Bien que la capacité de transit de cette interconnexion soit normalement fixée à 50 MW, on a pu y faire transiter beaucoup plus de puissance. Cette situation s'explique par le fait que les 50 MW maximum prévus se rapportent à des contraintes du réseau d'Hydro-Québec en condition normale. Or, dans lors du sinistre du verglas, ces contraintes ne s'appliquaient plus, le sous-réseau de l'Outaouais ayant été isolé du réseau d'Hydro-Québec et mis en synchronisme avec le réseau d'Ontario Hydro<sup>56</sup>.

Pour la région de l'Abitibi, l'interconnexion avec Ontario Hydro par les lignes D4Z et H4Z à 120 kV a enregistré un accroissement de l'importation par Hydro-Québec entre le 10 et le 23 janvier. Cette importation a plafonné entre 61 et 65 MW du 15 au 19 janvier, alors que la capacité de transit déclarée s'élève à 80 MW.

Dès les premières heures de la tempête de verglas, l'interconnexion avec Ontario Hydro à partir de la centrale de Beauharnois a subi des interruptions momentanées. De fait, la ligne B5D à 230 kV entre la centrale de Beauharnois et le poste Saint-Isidore (Ontario Hydro) a été rapportée comme la première à avoir déclenché, à 07h05 le matin du 6 janvier, alors que l'interconnexion livrait quelque 160 MW vers le Québec<sup>57</sup>. Cependant, le soir même vers 23h00, le niveau d'importation était rétabli à 170 MW et maintenu à ce niveau jusqu'en fin de matinée le 7 janvier, alors que des pylônes étaient endommagés sur la ligne B5D du côté d'Ontario Hydro et que des câbles de garde étaient endommagés sur la ligne B31L du côté d'Hydro-Québec. Par la suite, jusqu'au 6 février, l'interconnexion d'Ontario Hydro avec le poste à 230 kV de la centrale de Beauharnois a servi uniquement à l'importation, à un niveau maximum de 6 MW.

Le transit de puissance sur les réseaux canadiens éloignés de la région sinistrée ne semblent pas avoir été affecté par la tempête de verglas. Ainsi, les exportations vers la Compagnie d'Énergie Électrique du Nouveau-Brunswick ont été maintenues durant la tempête et durant la période de rétablissement de service à la clientèle québécoise. Par contre, les réseaux situés en périphérie de la zone sinistrée ont contribué de façon marquée, en fournissant une alimentation de relève à certaines zones coupées du réseau d'Hydro-Québec en raison de la rupture de leur source habituelle d'alimentation. Ce fut le cas de l'interconnexion au réseau de la compagnie McLaren et des interconnexions Ontario Hydro – Laurentides, Ontario Hydro – Abitibi et, à un moindre degré, Ontario Hydro – Beauharnois.

Les interconnexions avec les réseaux américains situées en périphérie de la zone sinistrée ont été affectées, directement ou indirectement, par la tempête de verglas. Ainsi, la ligne 7040 a subi des dommages causés par la tempête du côté américain de l'interconnexion avec le réseau de *New York Power Authority*<sup>58</sup> et la ligne CD11 de l'interconnexion avec *Niagara*

---

54. Alan WYATT, *Electric Power Challenges and Choices*, Toronto, Book Press, 1986, 286 p.

55. TransÉnergie, *Bilan des échanges nets sur les interconnexions, 5 janvier au 6 février 1998*, direction Contrôle des mouvements d'énergie, 20 juillet 1998, 33 p.

56. TransÉnergie, *op. cit.*, note 45.

57. TransÉnergie, *op. cit.*, note 55.

58. Hydro-Québec, *Inventaire des lignes endommagées, territoire sud*, 8 p.

*Mohawk Power Company* (NMPC), entre le poste Cornwall et Dennison, n'a été réparée qu'au début du mois de février. Deux de ces interconnexions avec le réseau de NMPC et avec le réseau de *Citizens Utilities Company* (CUC) n'ont aucune capacité de transit d'importation vers Hydro-Québec.

Le transit sur l'interconnexion avec le réseau de NMPC a été interrompu en début d'après-midi, le 8 janvier, lors de la perte du circuit CD11, le circuit CD22 ayant été perdu deux heures plus tôt. Le circuit CD11 est redevenu disponible le 16 janvier et les exportations ont graduellement pu reprendre à partir de ce moment<sup>59</sup>. Le niveau des exportations est toutefois resté inférieur à celui atteint avant la tempête, le circuit CD22 ayant été utilisé pour réalimenter le poste Saint-Polycarpe, lequel avait été privé d'électricité à la suite de l'effondrement de la ligne 1133. Tel que mentionné précédemment, aucune possibilité d'importation n'est prévue sur cette interconnexion.

---

59. Hydro-Québec, *Schéma du plan du réseau de transport avec écoulement de puissance prévu pour la pointe de charge de 1997-1998*, 9 février 1998, 1 p.



Tableau 8

Les échanges avec les réseaux américains										
Date	Réseaux américains									
	Niagara Mohawk Power Company		Vermont Electric Company		New England Power Pool		New York Power Authority		Citizens Utilities Company	
	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.
MW										
98-01-05	56	162	137	221	512	1 320	-813	552	29	52
98-01-06	58	151	130	220	609	1 423	-802	350	29	56
98-01-07	58	150	137 $\alpha$	220	614	1 319	-824	353	29	54
98-01-08	33 $\alpha$	65	$\alpha$	$\alpha$	607	1 320	-596 $\alpha$	355	27	47
98-01-09	$\alpha$	$\alpha$	$\alpha$	$\alpha$	- $\alpha$	1 319	$\alpha$	$\alpha$	23	42
98-01-10	$\alpha$	$\alpha$	$\alpha$	$\alpha$	- $\alpha$	1 041	$\alpha$	$\alpha$	10	25
98-01-11	$\alpha$	$\alpha$	$\alpha$	$\alpha$	405	1 034	$\alpha$	$\alpha$	17	38
98-01-12	$\alpha$	$\alpha$	$\alpha$	$\alpha$	508	1 032	$\alpha$	$\alpha$	18	46
98-01-13	$\alpha$	$\alpha$	-6	$\alpha$	- $\alpha$	1 318	$\alpha$	$\alpha$	- $\alpha$	42
98-01-14	$\alpha$	$\alpha$	-14	-6	605	1 322	$\alpha$	$\alpha$	- $\alpha$	48
98-01-15	$\alpha$	$\alpha$	-17	-11	610	1 318	$\alpha$	$\alpha$	28	50
98-01-16	-	9	-19	-13	607	1 525	$\alpha$	$\alpha$	26	47
98-01-17	7	9	-37	-	404	1 322	$\alpha$	$\alpha$	20	65
98-01-18	7	37	-37	-23	409	1 323	$\alpha$	$\alpha$	39	75
98-01-19	23	36	-37	-27	510	1 318	$\alpha$	$\alpha$	41	79
98-01-20	22	35	-45	-27	607	1 322	$\alpha$	$\alpha$	35	91
98-01-21	23	36	-52	-34	607	1 320	$\alpha$	$\alpha$	21	73
98-01-22	26	41	-77	-46	607	1 328	$\alpha$	$\alpha$	46	93
98-01-23	28	44	-82	-61	607	1 314	$\alpha$	$\alpha$	48	90
98-01-24	26	34	-73	-40	413	1 323	$\alpha$	$\alpha$	22	73
98-01-25	24	33	-86	-55	411	1 324	$\alpha$	$\alpha$	34	92

Tableau 8

Les échanges avec les réseaux américains (suite)										
Date	Réseaux américains									
	Niagara Mohawk Power Company		Vermont Electric Company		New England Power Pool		New York Power Authority		Citizens Utilities Company	
	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.
MW										
98-01-26	26	42	-89	-	912	1 320	α	α	-α	98
98-01-27	31	45	-106	-73	1 011	1 320	α	α	65	119
98-01-28	-α	41	-85	-64	1 019	1 324	α	α	56	91
98-01-29	-α	62	-82	-59	1 016	1 324	α	α	47	87
98-01-30	47	63	-83	-61	835	1 323	α	α	49	88
98-01-31	44	115	-96	-66	762	1 511	α	α	51	104
98-02-01	85	93	-19	-α	264	1 322	α	α	24	43
98-02-02	86	96	α	α	-α	1 340	-133	470	25	46
98-02-03	83	96	α	α	636	1 325	-529	472	25	47
98-02-04	60	101	α	α	-	1 319	-808	480	26	46
98-02-05	58	67	α	α	-	1 320	-755	467	29	53
98-02-06	59	60	α	α	-	1 322	-749	472	33	52

Notes:

- Le signe - indique une importation d'électricité.
- Le symbole α indique une interruption de service.
- L'interconnexion avec le réseau de Niagara Mohawk Power Company se fait à partir de la centrale Les Cèdres par l'intermédiaire des circuits CD1 et CD2 à 120 kV.
- L'interconnexion avec le réseau de Vermont Electric Company se fait à partir du poste Bedford par l'intermédiaire de la ligne n° 1429 à 120 kV qui alimente le poste redresseur-onduleur Highgate.
- L'interconnexion avec le réseau de New England Power Pool se fait à partir des postes Radisson, Nicolet et Des Cantons par l'intermédiaire du lien en courant continu n° 451/452 à 450 kV.
- L'interconnexion avec le réseau de la New York Power Authority se fait par l'intermédiaire de la ligne n° 7040 à 765 kV à partir du poste Châteauguay.
- L'interconnexion avec le réseau de la Citizens Utilities Company se fait à partir du poste Stanstead par l'intermédiaire de la ligne n° 1400 à 120 kV.

Source: TransÉnergie, *Bilan des échanges nets sur les interconnexions*, 5 janvier au 6 février 1998, 20 juillet 1998, TransÉnergie, *Schéma d'exploitation – Réseau de transport et réseaux de répartition*, mise à jour: 1<sup>er</sup> décembre 1997, et A. Wyatt, *Electric Power Challenges and Choices*, 1986.

Le 7 janvier en soirée, durant la deuxième journée de la tempête, l'interconnexion avec le réseau de *Vermont Electric Company* (VELCO) a été interrompue à la suite de la perte du poste Saint-Césaire et des dommages subis par les lignes 1425, 1426, 1427, et 1428 assurant l'alimentation du poste Bedford et de la ligne d'interconnexion 1429 Bedford-Highgate<sup>60</sup>. Au moment de l'interruption, l'interconnexion servait à l'exportation de 219 MW vers le réseau américain. Devant l'impossibilité de rétablir à court terme l'alimentation du poste Saint-Césaire, en raison de l'ampleur des dommages, Hydro-Québec a demandé à VELCO d'assurer l'alimentation des charges des postes de Bedford et Farnham en contournant le poste onduleur-redresseur Highgate. Une fois ce contournement réalisé et les circuits 1427 et 1428 réparés, les charges des postes Bedford, Farnham et Saint-Sébastien ont pu être réalimentées à partir du réseau de VELCO. La prise en charge par le réseau de VELCO a été accrue au fur et à mesure de la réparation des circuits à 120 kV de la région. Durant la période du 21 janvier au 1<sup>er</sup> février, cet apport en puissance variant entre 50 et 106 MW a permis de fournir l'électricité à cette région, en attendant que l'alimentation à partir du poste Saint-Césaire soit rétablie le 2 février.

L'interconnexion à courant continu avec *North East Power Pool* (NEPOOL) a été très peu affectée par la tempête de verglas. L'exportation d'énergie électrique n'y a été interrompue que durant environ huit heures, le 10 janvier. Au moment du déclenchement, l'interconnexion transitait 1 000 MW vers le poste Sandy Pond près de Boston. De nouveau, «...le 13 janvier, l'interconnexion a déclenché à 1 000 MW lors des manœuvres de reconfiguration visant à permettre l'exécution de travaux sur la ligne du pôle 2 entre Sandy Pond et Comerford». Attribuable à des interventions du côté américain, cette interruption a été de courte durée et les livraisons ont été reprises durant la même journée. Durant la période du 5 janvier au 6 février, le transit maximum a constamment été supérieur à 1 000 MW, étant la plupart du temps d'environ 1 320 MW et atteignant des pointes de 1 423 MW le 6 janvier, de 1 525 MW le 16 janvier, et de 1 511 MW le 31 janvier.

La ligne 7040 à 765 kV servant d'interconnexion entre le réseau d'Hydro-Québec et celui de NYPA a déclenché dans la soirée du 8 janvier, à la suite de dommages subis sur la section américaine de la ligne. D'autres bris étant également survenus sur des lignes du réseau de NYPA, l'interconnexion n'a pu être remise en service que le 2 février. Cette dernière ne sert pas uniquement à l'exportation d'énergie, mais est couramment utilisée pour des échanges bilatéraux.

---

60. TransÉnergie, *op. cit.*, note 45.

Tableau 9

Les échanges sur l'interconnexion avec NYPA			
Heure	Date		
	98-01-05	98-01-08	98-02-03
	MW	MW	MW
01:00	-799	-55	-332
02:00	-813	-54	-529
03:00	-813	-55	-527
04:00	-808	-55	-529
05:00	-605	-57	-332
06:00	-318	-49	-154
07:00	291	161	289
08:00	466	355	364
09:00	392	350	466
10:00	547	348	466
11:00	547	83	466
12:00	548	-596	469
13:00	545	-474	469
14:00	545	-369	469
15:00	398	-15	469
16:00	502	139	469
17:00	503	344	469
18:00	502	-	469
19:00	550	-	469
20:00	550	-	472
21:00	592	-	469
22:00	442	-	469
23:00	66	-	292
00:00	-335	-	-233

Source: *Bilan des échanges nets sur les interconnexions, 5 janvier au 6 février 1998*, Direction Contrôle des mouvements d'énergie, 1998-07-20

L'interconnexion avec le réseau de NYPA, elle-même endommagée par la tempête de verglas, n'a pu être d'un grand secours pour Hydro-Québec, bien qu'une tentative en ce sens ait été décelée durant la journée du 8 janvier, avant la perte prolongée de la ligne 7040.

L'interconnexion avec le réseau de la CUC ne prévoit aucune possibilité d'importation vers le Québec<sup>61</sup>. Lors du sinistre du verglas, les exportations y ont été maintenues, sauf pour une période d'environ 20 heures, à compter de la mi-journée du 13 janvier, à la suite de la perte d'alimentation du poste Des Cantons par les deux lignes à 735 kV venant des postes Nicolet et Appalaches. Entre le 20 et le 31 janvier, on a réussi à dépasser la capacité de transit maximale déclarée de 80 MW et à la porter jusqu'à 119 MW, en établissant un lien temporaire entre les postes Stanstead/Derby (CUC) et Highgate (VELCO), permettant ainsi un support plus grand du réseau VELCO vers le Québec<sup>62</sup>.

61. Alan WYATT, *op. cit.*, note 54.

62. TransÉnergie, *op. cit.*, note 45.

Tableau 10

Les échanges avec les réseaux voisins			
Date	Réseaux canadiens	Réseaux américains	Total
	MW	MW	MW
98-01-05	1 663	2 252	3 915
98-01-06	790	2 159	2 949
98-01-07	793	1 990	2 783
98-01-08	533	1 711	2 244
98-01-09	439	1 359	1 798
98-01-10	528	1 062	1 590
98-01-11	296	1 067	1 363
98-01-12	342	1 073	1 415
98-01-13	758	-6*	752*
98-01-14	617	1 354	1 971
98-01-15	548	1 351	1 899
98-01-16	217	1 010	1 227
98-01-17	250	1 259	1 509
98-01-18	240	1 290	1 530
98-01-19	397	1 393	1 790
98-01-20	320	1 399	1 719
98-01-21	349	1 371	1 720
98-01-22	516	1 362	1 878
98-01-23	568	1 084	1 652
98-01-24	777	1 354	2 131
98-01-25	664	1 355	2 019
98-01-26	613	1 366	1 979
98-01-27	737	1 376	2 113
98-01-28	545	1 366	1 911
98-01-29	685	1 382	2 067
98-01-30	605	1 385	1 990
98-01-31	566	1 420	1 986
98-02-01	494	1 449	1 943
98-02-02	669	1 943	2 612
98-02-03	617	1 930	2 547
98-02-04	530	1 892	2 422
98-02-05	895	1 892	2 787
98-02-06	539	1 893	2 432

\* Interruption transitoire des livraisons sur l'interconnexion avec NEPOOL.

Source : Source : *Bilan des échanges nets sur les interconnexions, 5 janvier au 6 février 1998*,  
Direction Contrôle des mouvements d'énergie, 1998-07-20

Pour les réseaux américains, le relevé du 13 janvier présente une discontinuité qui s'explique par la panne transitoire du lien en courant continu avec NEPOOL, lors de manœuvres pour l'exécution de travaux du côté américain. Cette interruption de transit ne peut être imputée aux effets du verglas sur le réseau d'Hydro-Québec.

Globalement, dès le premier jour de la tempête, on a constaté que les exportations vers les réseaux canadiens ont baissé de plus de 50 % et de 87 % par la suite, jusqu'à la pointe journalière du 16 janvier.

Tableau 11

Les échanges avec les réseaux canadiens à la pointe journalière (17 h 00)						
Date	Alcan	Énergie Nouveau- Brunswick	McLaren	Ontario Hydro Beauharnois	Ontario Hydro Laurentides	Ontario Hydro Abitibi
MW						
98-01-05	72	1 027	42	495	3	24
98-01-16	-4	460	-60	-6	-132	-41

Source: TransÉnergie, *Bilan des échanges nets sur les interconnexions*, 5 janvier au 6 février 1998, 20 juillet 1998.

La diminution de 87 % résulte de la réduction du niveau d'exportation vers le Nouveau-Brunswick et par le passage des autres interconnexions de la fonction importation du Québec à la fonction exportation vers le Québec. Par ailleurs, les contributions des interconnexions Ontario Hydro – Laurentides et McLaren se sont avérées d'une grande importance pour assurer la relève dans la région de la Gatineau. L'interconnexion Ontario Hydro par le poste de la centrale de Beauharnois, qui était tombée en panne le 8 janvier, était toujours hors-service le 6 février et les livraisons aux réseaux canadiens se situaient alors à environ 50 % de ce qu'elles étaient avant le début de la tempête.

Abstraction faite de la discontinuité du 13 janvier avec le réseau NEPOOL, le transit sur les interconnexions avec les réseaux américains, qui avait peu fluctué durant les deux premiers jours de la tempête, a aussi atteint un creux le 16 janvier, à environ 45 % de ce qu'il était le 5 janvier.

Tableau 12

Les échanges avec les réseaux américains à la pointe journalière (17 h 00)					
Date	Niagara Mohawk Power Company	Vermont Electric Power Company	New England Power Pool	New York Power Authority	Citizens Utilities Company
MW					
98-01-05	157	221	1 320	503	51
98-01-16	-	-19	985	-	44

Source: TransÉnergie, *Bilan des échanges nets sur les interconnexions*, 5 janvier au 6 février 1998, 20 juillet 1998.

On attribue largement la diminution du niveau d'exportation vers les réseaux américains à la défaillance des interconnexions avec le réseau de *Niagara Mohawk Power Company* (circuits CD1 et CD2 à 120 kV) et avec le réseau de *New York Power Authority* (ligne 7040 à 765 kV). De plus, la perte du poste Saint-Césaire a non seulement entraîné l'interruption des livraisons au réseau de *Vermont Electric Company*, mais elle a aussi amené Hydro-Québec à solliciter l'aide de VELCO pour alimenter certaines charges de la Montérégie à partir du poste Highgate, via la ligne 1429 et du poste Bedford. Au total, au moment de la pointe journalière entre le 5 et le 16 janvier, les exportations d'électricité sont passées de 3 915 MW à un niveau minimal de 1 227 MW sous l'effet combiné des pannes d'interconnexion et des contributions fournies à Hydro-Québec, principalement par Ontario Hydro, McLaren et VELCO.

Dans plusieurs cas, les interconnexions contribuent donc à apporter une sécurité accrue. Cependant, la Commission s'interroge sur le lien annoncé de 500 MW avec les États-Unis, via la Montérégie. En effet, il existe déjà des capacités d'interconnexion non utilisées qui pourraient répondre aux besoins futurs en matière d'exportation d'électricité.

Par ailleurs, dans le cas de certaines interconnexions, des modifications techniques devraient être apportées au poste convertisseur dos-à-dos ou aux installations du réseau receveur pour permettre les échanges à pleine puissance dans les deux sens.

## 2.2 La dégradation du réseau de répartition

Le réseau de répartition est composé d'un ensemble de lignes et de postes qui acheminent l'électricité à partir du réseau de transport pour la rendre disponible à la clientèle du réseau de distribution.

Un réseau de répartition est habituellement établi en fonction des besoins et des contraintes propres à un territoire donné, compte tenu des liens existant avec d'autres postes pour permettre des alternatives d'alimentation par un système de maillage. Le réseau d'Hydro-Québec est construit pour fonctionner selon ces modalités de répartition. Le maillage entre postes contribue généralement à augmenter la fiabilité.

Au moment où est survenue la tempête de pluie verglaçante, dans la zone sinistrée, le réseau de répartition d'Hydro-Québec était prêt à répondre aux besoins en période hivernale et tous ses circuits étaient en service.

### 2.2.1 La progression des dommages

Dans le rapport de TransÉnergie préparé à l'intention de la *Northeast Power Coordinating Council*, la chronologie des événements reliés au verglas mentionne des premiers déclenchements de lignes de répartition dès 09 h 37, le 6 janvier 1998. À partir de ce moment, après avoir entraîné de multiples déclenchements sur les lignes de distribution, la tempête de verglas a causé des dommages sur les réseaux de transport et de répartition<sup>63</sup>.

Le premier déclenchement sur le réseau de répartition s'est produit sur la ligne 2328 reliant le poste Boucherville à celui de Saint-Césaire. Cette ligne à 230 kV restera hors-service pendant 20 jours en raison de l'effondrement de 26 pylônes.

Jusqu'à 19 h 48 le même jour, après plusieurs déclenchements, neuf lignes à 120 kV, deux lignes à 230 kV et une autre ligne à 315 kV sont devenues hors-service. (voir tableau 13). Bien que distantes les unes des autres, ces lignes empruntent des corridors orientés d'une façon générale en direction nord-est, ayant pour origine la région d'Iberville, passant par Saint-Césaire et se concentrant dans la région sud de Saint-Hyacinthe. À la fin de cette journée, le relevé des dommages indiquait un total de 484 pylônes et portiques de bois effondrés et plusieurs fils de garde et conducteurs cassés.

Après une accalmie d'environ douze heures, dans le sud-est près de Beauharnois, le premier déclenchement de la journée du 7 janvier se produisait à 9 h 08, à la suite du bris de 70 portiques de bois. D'autres bris survenaient dans la soirée à compter de 21 h 19, notamment

---

63. TransÉnergie, *op. cit.*, note 45.

la rupture de conducteurs sur la ligne 1256 reliant Les Cèdres à Baie d'Urfé puis le déclenchement de deux lignes dans la région de Saint-Rémi. À 21 h 57, le réseau de répartition perdait ses circuits 2324/2319 à 230 kV. Cette ligne à double terne sert de source principale d'alimentation du poste Saint-Césaire, le nœud du territoire de la Montérégie et d'une partie de l'Estrie. Sa défaillance a occasionné la perte d'alimentation sur les quatorze circuits 120 kV rattachés à ce poste, englobant tout le territoire à l'est de l'axe Belœil/Saint-Hyacinthe, jusqu'à la frontière des États-Unis.

Le 8 janvier à 00h30, survenait un bris sur la ligne d'alimentation double terne du poste Pierre-Boucher, desservant la ville de Boucherville et sa périphérie, et une perte de neuf pylônes. Plus à l'ouest, la perte de seize lignes à 120 kV se produisait dans les dix-huit heures suivantes. Ces lignes étaient raccordées directement aux sources de production des centrales de Beauharnois, Carillon, Les Cèdres et desservaient principalement la partie plein sud de la province touchant Rigaud, Valleyfield, Dorion et allant jusqu'à Laprairie et Chambly.

Le 9 janvier, le réseau de répartition continuait à se démembrer, tant près de Drummondville et de Kingsey que sur la rive sud de Montréal, avec la perte des lignes double terne Hertel-Viger et Hertel-Aqueduc, lignes à 315 kV servant à alimenter le centre-ville de Montréal. Le dernier bris de supports de bois est survenu sur la ligne 1206 reliant le poste De Léry à Hemmingford, d'autres déclenchements étant aussi provoqués par des bris de conducteurs ou de fils de garde.



Tableau 13

La chronologie des événements survenus sur le réseau de répartition à la suite du verglas								
Déclenchement		Remise en service		Cause présumée par Hydro-Québec	Détails sur les lignes			
Date	Heure	Date	Heure		Circuits	Année	Genre	Lien
98-01-06	09:37	98-01-26	23:28	26 pylônes effondrés (26 %)	2328		Acier	Boucherville/Saint-Césaire
98-01-06	09:37	98-02-01	05:27	Conducteurs cassés	1425	1987	Bois	Saint-Sébastien/Iberville
98-01-06	09:38	98-01-06	09:38	177 supports effondrés (100%)	1160	1949	Bois	Chambly/Saint-Césaire
98-01-06	12:06							
98-01-06	10:10	98-01-07	10:00	Conducteur cassé	3092		Acier	Châteauguay/Langlois
98-01-06	12:18			32 supports effondrés	1221	1968	Bois	Richelieu/Laprairie
98-01-06	12:22	98-01-06	13:11	50 % des câbles de garde brisés	1143	1930	Acier	Hériot/Hemmings/Kingsey
98-01-06	13:11							
98-01-06	13:04	98-01-26	22:36	32 supports au sol sur 47	1193	1968	Acier	Laprairie/L'Acadie/Richelieu
98-01-06	15:27			144 (70 %) supports effondrés	1169	1965	Bois	Saint-Césaire/Cowansville
98-01-06	15:34	98-01-22	19:00	56 (82 %) supports effondrés	1185	1968	Bois	Saint-Dominique/Sainte-Rosalie
98-01-06	15:34	98-01-22	19:00	19 supports effondrés	1420	1939	Bois	Hériot/Saint-Dominique
98-01-06	15:34	98-01-17	22:48	Conducteurs cassés dans 11 portées	2361		Acier	Nicolet/Hériot
98-01-06	19:48			11 (17 %) supports effondrés	1177	1949		Chambly/Saint-Basile
98-01-07	09:08	98-01-16	20:36	70 supports effondrés – Branchement seulement	1206	1982	Bois	De Léry/Saint-Chrysostome
98-01-07	21:19			3 portées de conducteur brisées	1256	1953	Acier	Les Cèdres/Baie-d'Urfé
98-01-07	21:42			7 portées de conducteur et 11 portées de fils de garde brisées	1285	1959		Saint-Rémi/De Léry
98-01-07	21:43	98-01-07 98-02-05	23:06	Alimentation du poste Saint-Rémi via poste Mercier 126 supports cassés; 68 % des câbles de garde cassés	1239	1984	Bois	Napierville/Saint-Rémi
98-01-07	21:57			32 pylônes effondrés	2324		Acier	Boucherville/
98-01-07	21:57	98-01-31	06:05			2319		Rouville/Saint-Césaire
98-01-07	21:57			11 (14 %) supports tombés. Perte du poste de Saint-Césaire	1424	1982	Acier	Saint-Césaire/Iberville
98-01-07	21:57			Hors-tension: poste Saint-Césaire; conducteurs cassés	1425	1982	Acier	Saint-Césaire/Saint-Sébastien
98-01-07	21:57			5 supports tombés;	1428	1987	Acier	Saint-Sébastien/Bedford
98-01-07	21:57			Hors-tension – Perte du poste de Saint-Césaire	1429			Bedford/Highgate

Tableau 13

La chronologie des événements survenus sur le réseau de répartition à la suite du verglas (suite)								
Déclenchement		Remise en service		Cause présumée par Hydro-Québec	Détails sur les lignes			
Date	Heure	Date	Heure		Circuits	Année	Genre	Lien
98-01-07	21:57	98-01-16	22:40	2 (2%) structures tombés	1427	1934	Bois	Bedford/Farnham
98-01-07	21:57	98-01-10	20:35	51 supports tombés	1426	1977	Bois	Saint-Césaire/Farnham
98-01-07	21:57	98-01-26	07:45	1 support tombé; 1 endommagé (bois); conducteurs cassés; fils de garde brisés	1383/ 1384	1979	Acier	Saint-Césaire/Granby/Cleveland
98/01/07	21:57			Hors-tension – Perte du poste de Saint-Césaire	1390			Cleveland/Waterloo
98-01-07	21:57			Hors-tension – Perte du poste de Saint-Césaire	1192			Waterloo/Stukely
		98-01-07	22:36	Alimentation par poste Stukely				
98-01-07	21:57			95 pylônes (80%) au sol. Hors-tension avec Saint-Césaire	1180	1987	Acier	Saint-Césaire/Casavant
98-01-07	21:57	98-01-30	23:51	10 pylônes au sol. Hors-tension avec Saint-Césaire	1188	1971	Acier	Casavant/Sainte-Rosalie
98-01-07	21:57			Conducteurs – Hors-tension avec Saint-Césaire	1181	1968	Acier	Saint-Césaire/Sainte-Rosalie
98-01-07	21:57			23 (14%) supports endommagés. Hors-tension avec Saint-Césaire	1187	1949	Bois	Saint-Césaire/Cleveland
98-01-08	00:30	98-01-17	03:05	9 pylônes effondrés (15%)	1161/1163	1969	Acier	Varenes/Pierre-Boucher
98-01-08	00:55			1 pylône effondré, 5 portées de conducteur brisées	1152	1942	Acier	Hemmings/Yamaska
98-01-08	01:04			70 supports effondrés	1206	1982	Bois	De Léry/Saint-Chrysostome
98-01-08	01:21			1 pylône au sol; conducteurs brisés	1193	1968	Acier	Laprairie/Richelieu
98-01-08	02:11			7 portées de conducteur cassées	1361	1963	Acier	Larocque/Valleyfield
98-01-08	05:03	98-01-08	05:41	Câble de garde et chevalet endommagés	1261	1960	Acier	Beauharnois/Les Cèdres
98-01-08	07:20	98-02-01	22:01	17 supports de bois et 1 support d'acier effondrés	1209	1949	Bois	Saint-Basile/Laprairie
98-01-08	09:10			Portique au sol	1261 1263	1960 1982		Beauharnois/Les Cèdres
98-01-08	09:50	98-01-18	15:05	Conducteur et câble de garde cassés	1117	1951	Acier	Dorion/Rigaud
98-01-08	10:27	98-01-23	21:35	22 (25%) supports portiques effondrés	1184	1960	Bois	Chambly/L'Acadie
98-01-08	10:30	98-01-19	05:01	23 (13%) supports portiques effondrés	1231	1950	Bois	Laprairie/Chambly
98-01-08	10:56	98-01-12	20:57	Conducteur cassé et câble de garde endommagé	1437	1948	Acier	Beauharnois/Saint-Louis
98-01-08	11:36	98-01-11	12:41	2 portées de conducteur cassés et 2 câbles de garde endommagés	1202	1930	Acier	Beauharnois/Aqueduc

Tableau 13

La chronologie des événements survenus sur le réseau de répartition à la suite du verglas (suite)								
Déclenchement		Remise en service		Cause présumée par Hydro-Québec	Détails sur les lignes			
Date	Heure	Date	Heure		Circuits	Année	Genre	Lien
8-01-08	11:59	98-01-13	12:00	1 câble de garde cassé et chevalet brisé	1260	1960	Acier	Beauharnois/Les Cèdres
98-01-08	11:59	98-01-12	21:53	1 support effondré et 3 câbles de garde brisés	1131	1951	Bois	Les Cèdres/Dorion
98-01-08	14:41	10-01-09	19:00		2323			Boucherville/Sidbec
98-01-08	15:25			Conducteur et fils de garde cassés (50%)	3057	1968	Acier	Boucherville/Notre-Dame
98-01-08	16:53	98-01-10	17:09	2 câbles de garde cassés	1472	1978	Acier	Beauharnois/Langlois
98-01-08	18:19	98-01-13	13:02	5 câbles de garde cassés	1132	1951	Acier	Carillon/Rigaud
98-01-08	18:19	98-01-29	05:46	114 (90%) portiques effondrés	1133	1968	Bois	Rigaud/Saint-Polycarpe
98-01-09	03:09	98-01-25		14 pylônes effondrés	1182/1186	1971	Acier	Hériot/Grantham
98-01-09	04:45			Conducteurs cassés	3045		Acier	Hertel/Aqueduc
98-01-09	05:53	98-01-13	19:20	5 portées de conducteur et 6 câbles de garde cassés	1201	1930	Acier	Aqueduc/Alcan
98-01-09	08:37			142 portiques de bois et 2 pylônes effondrés	2384		Bois	Cascade/Kingsey
98-01-09	08:37			Câbles de garde cassés	1143	1930	Acier	Kingsey/Hériot
98-01-09	10:00			Conducteurs et câbles de garde cassés	1257	1959	Acier	Beauharnois/Baie-d'Urfé
98-01-09	10:25			Câbles de garde cassés	3066		Acier	Hertel/Viger
98-01-09	10:57	98-01-19	02:20	5 conducteurs cassés	2327		Acier	Boucherville/Varenes
		98-01-19	05:22		2321			
98-01-09	10:57				1162		Acier	Varenes/Contrecoeur
98-01-08	11:30			6 pylônes effondrés	3086/3087		Acier	Châteauguay/De Léry
98-01-09	12:38	98-01-13	06:30	24 pylônes (64%) au sol ou endommagés	3044		Acier	Hertel/Aqueduc
98-01-09	13:22			50% des câbles de garde cassés	1141	1930	Acier	Hemmings/Sainte-Perpétue
98-01-09	13:50			15 pylônes effondrés et conducteurs cassés	3091/3092		Acier	Châteauguay/Langlois
98-01-09	14:48	98-01-12	02:23	Câbles de garde endommagés – Perte de la ligne 3008	3065		Acier	Hertel/Viger
98-01-09	16:56			6 pylônes endommagés et 10 portées de conducteur au sol	1118	1946	Acier	Lafontaine/Calumet
98-09-09	17:03	98-01-11	20:25	Hors-tension – Perte des lignes 1291 et 1292	1438/1439		Acier	Beauharnois/De Léry
98-01-09	17:03	98-01-11	20:38	2 câbles de garde cassés – Hors-tension avec Beauharnois	1205	1949	Bois	De Léry/Mercier
98-01-09	17:03			70 portiques en bois endommagés – Hors-tension avec Beauharnois	1206	1949	Bois	De Léry/Hemmingford

Tableau 13

La chronologie des événements survenus sur le réseau de répartition à la suite du verglas (suite)								
Déclenchement		Remise en service		Cause présumée par Hydro-Québec	Détails sur les lignes			
Date	Heure	Date	Heure		Circuits	Année	Genre	Lien
98-01-09	17:03			Conducteur cassé – Hors-tension avec Beauharnois	1270	1977	Acier	Saint-Rémi-De Léry
98-01-09	17:03			7 portées de conducteur et 11 portées avec câbles de garde brisées	1285	1959	Acier	Saint-Rémi/De Léry
98-01-09	19:05			1 portée de conducteur cassée	1242	1947	Acier	Hadley/Atwater
98-01-09	23:51	98-01-12	19:00		1126			Carillon/Lachute
98-01-10	02:08			1 conducteur et 2 câbles de garde cassés	1157	1981	Acier	Duvernay/Sainte-Rose
		98-01-10	19:00		2320		Acier	Sorel Sud/Varenes
98-01-11	12:41	98-01-15	12:30	2 conducteurs et 2 câbles cassés	1202		Acier	Beauharnois/Aqueduc
98-01-11	17:07	98-01-12	18:15	1 portée de conducteur cassée	1125		Bois	Notre-Dame-du-Lac/Lac-des-Îles
98-01-11	17:35	98-01-11	18:15		1108			Paugan/Rapides-Farmers
		98-01-11	18:23		1140			Varenes/Montel
		98-01-11	23:03	2 portées de conducteurs et câbles de garde cassés	1268	1962	Acier	Carillon/Chomedey
		98-01-11	23:36	Portées de conducteurs et câbles de garde cassés	1266	1962		Carillon/Sainte-Thérèse
		98-01-12	02:45		1170/1200			Atwater/Aqueduc
		98-01-12	07:45	Pylône endommagé	1276/1277			Laprairie/Saint-Maxime
		98-01-12	08:10		1210/1211			SaintMaxime/Marie-Victorin
98-01-12	08:47	98-01-12	09:37		1108	P		Augan/Rapides-Farmers
98-01-12	16:29	98-01-12	16:29					
		98-01-12	16:42	Isolateur	1165			Atwater/Aqueduc
		98-01-12	18:06		1119			Lafontaine/Paquin
		98-01-13	02:55	Câbles de garde cassés	1138		Acier	Duvernay/Landry
		98-01-14	17:26	Conducteur basculé	1363	1978	Acier	Beauharnois/Châteauguay
		98-01-14	17:42	Câble de garde cassé, phase basculée	1362	1978	Acier	Beauharnois/Châteauguay
		98-01-14	22:32	1 portique de bois et 4 pylônes effondrés	1428	1987	Bois/acier	Bedford/Saint-Sébastien
		98-01-16	18:08	1 conducteur cassé et 4 câbles de garde	1278	1950	Acier	Laprairie/Saint-Maxime
		98-01-19	18:46	11 portées de conducteur cassées	2360			Beauharnois/Châteauguay

Sources : TransÉnergie, *Rapport sur la tempête de verglas* pour le Northeast Power Coordinating Council, 20 février 1998, Hydro-Québec, *Inventaire des lignes endommagées, territoire ouest*, 23 mars 1998, et Hydro-Québec, *Inventaire des lignes endommagées, territoire sud*, 23 mars 1998.

## 2.3 La dégradation des réseaux de distribution

Les dégâts ont été les plus marqués dans les endroits situés dans les axes d'exposition aux vents transversaux et dans les zones rurales en bordure des routes. Les bris majeurs des réseaux de distribution ont généralement été beaucoup moins importants dans les agglomérations, grâce à la protection du vent offerte par les maisons.

Le réseau de distribution de la Montérégie correspond généralement aux caractéristiques suivantes.

- Portée moyenne: 65m.
- Réseau triphasé.
- Conducteur: supérieur à 2/0 ACSR.
- Moins de 2 dérivations ou haubans au kilomètre.
- Résistance à la charge de glace selon la norme CSA/C22.3 n° 1 (12,7 mm radial de glace et pression de vent de 385 Pa).
- Présence de câbles de télécommunication.
- Traverses de bois avec entretoises plates.

### 2.3.1 La progression des pannes

Au début de la tempête, les effets du verglas ont commencé à se manifester par un nombre croissant de creux de tension et de cycles d'ouverture/fermeture effectués par Hydro-Québec pour éliminer les défauts fugitifs causés par les branches cassées ainsi que les pannes localisées dues à l'ouverture des fusibles sur les dérivations affectées de défauts persistants. Les équipes de dépannage étaient en action pour enlever ou couper les branches ayant causé des pannes ainsi que pour effectuer les manœuvres de sectionnement en réseau rendues nécessaires pour isoler les sections de circuit défectueuses et pour rétablir le service avec les autres parties du réseau de distribution encore en état de fonctionner; elles ont utilisé les liaisons de relève entre les lignes adjacentes, comme le prévoient les plans de relève.

Sous l'effet du vent et chargés de glace, les conducteurs des tronçons principaux ont subi des oscillations causant leur télescopage. Les contraintes combinées du vent et du poids de la glace accumulée ont entraîné la rupture d'attaches sur les isolateurs, le bris de traverses de bois, la rupture de tiges d'ancrage et de haubans ainsi que l'effondrement de tronçons de ligne.

La panne du réseau de répartition est venue couper totalement l'alimentation du réseau de distribution encore en service. Mais les effets les plus marqués du verglas se sont fait sentir les jours suivant la panne d'alimentation des postes de répartition, avec l'accumulation subséquente de glace et l'effet combiné du vent.

Pour les poteaux et les traverses, on a constaté que la majorité des bris se sont produits pour des portées de plus de 50 mètres et pour des structures devant supporter un système triphasé (trois conducteurs distincts). Dans ces cas, le poids de la glace était nettement supérieur

à la résistance de charge des structures verticales (poteaux) et horizontales (traverses)<sup>64</sup>. Le nombre de poteaux remplacés a été estimé à plus de 16 000<sup>65</sup>, soit environ 2 % du nombre total de poteaux présents dans les secteurs affectés. En milieu rural, à l'intérieur du «triangle de glace», entre 15 et 20 % des poteaux ont dû être remplacés.

Les bris de conducteurs les plus fréquents se sont produits sur ceux de petits diamètres. À titre d'exemple, avec plus de 25 mm de glace d'épaisseur radiale équivalente, les conducteurs 6CW et 2 ACSR (qui ont respectivement 4,1 mm et 7,3 mm de diamètre nominal) ont représenté 96 % des bris de câbles.

---

64. T.E. TYMOFICHUK (Manitoba Hydro), «A utility's recent experience with devastating ice storms and a program in response» dans *Proceedings of the third international workshop on the atmospheric icing of structures*, 6-8 mai 1986, Vancouver, Canada 12 p.; J.L. LAFORTE, M.A. ALLAIRE et J. LAFLAMME «State-of-the-art on power line de-icing» dans *Atmospheric Reseach* vol. 46 (1998), p. 143-158.

65. Hydro-Québec, *op. cit.*, note 36.; TransÉnergie, *Plan d'intervention de situation d'urgence*, 27 mai 1997, 8 p.

### SECTION 3

Les plans de mesures d'urgence des sociétés d'électricité visent généralement à prévenir toute interruption du service ou à assurer son rétablissement rapide.

Chez Hydro-Québec, la division TransÉnergie s'est dotée d'un plan d'intervention de situation d'urgence<sup>66</sup> et la direction Distribution, d'un plan d'urgence de rétablissement de service<sup>67</sup> (PURS).

#### 3.1 Le plan de surveillance et d'anticipation des conditions extrêmes

Dans un document normatif adopté le 27 mai 1997, TransÉnergie reconnaît qu'avant 1997, *«lors d'événement majeur, il n'existait aucun mode préventif d'information, sauf quelques cas où les gestionnaires responsables des mesures d'urgence écoutaient la météo»*. Ce document corrige cette lacune en établissant un «Code d'alerte» qui dote l'entreprise *«de moyen d'information préventif sur tout événement pouvant affecter la sécurité de nos installations, la fiabilité de notre réseau et la sécurité du public et du personnel»*. Il vise à ce qu'Hydro-Québec puisse disposer de *«suffisamment de temps entre la possibilité d'événement potentiel et le traitement d'un événement pour mettre en place le matériel et les effectifs nécessaires pour minimiser les impacts de l'événement»*.

Le Code d'alerte comporte trois niveaux d'information sur les événements appréhendés.

- Niveau 1, avec préavis de 3 heures et plus.  
*«Ce niveau est habituellement déclenché par une tierce partie telle que Environnement Canada, Protection Civile, Gouvernement, etc. Les organismes peuvent émettre des avis de cellules orageuses, verglas, feux de forêts à risque élevé»*.
- Niveau 2, avec préavis de 90 minutes ou moins.  
*«L'élément déclencheur est le même que pour le niveau 1, mais les événements sont souvent associés à des phénomènes météorologiques soudains et de courte durée tels que orage, tornade, verglas, foudre»*.
- Niveau 3, alerte.  
*«L'élément déclencheur à ce niveau est le Centre Urgence (CU) qui doit évaluer l'ampleur de l'événement et l'impact chez les abonnés»*.

En ce qui concerne le réseau de distribution, la surveillance est faite par le Centre d'exploitation de distribution. Ce centre reçoit les alertes météorologiques d'Environnement Canada et du Centre d'exploitation des réseaux (CER). Selon la situation, le CED avise les différents centres d'unités régionales et les centres d'unités de service qui leur sont associés. Le

---

66. TransÉnergie, *Plan d'intervention de situation d'urgence*, 27 mai 1997, 8 p.

67. Hydro-Québec, *Plan d'urgence de rétablissement de service (PURS)*, mai 1998.

plan d'urgence de rétablissement de service (PURS) est mis en place. Les structures d'urgences à mettre en alerte, en mode préventif, sont le Centre d'unités provinciales (CUP), les centres d'unités régionales (CUR), les centres d'unités de district (CUD) et les centres d'unités de service (CUS).

### 3.2 Le déclenchement des interventions d'urgence

Dans le cas d'un sinistre tel que celui de la tempête de verglas, relativement aux réseaux de transport et de répartition, le Centre Urgence assume la responsabilité de toutes les décisions et actions reliées aux mesures d'urgence. Le responsable du Centre Urgence (CU) évalue la situation et décide de l'ouverture du Centre Urgence. Les Centres Urgence Installations (CUI) des Directions Transport (CUDIRT) et de la Division Transport (CUDIVT) sont mis en action selon des critères qui dépendent de l'ampleur de la panne ou du sinistre. À titre d'exemple, le Centre Urgence Installations sera mis en action lorsque des pannes de postes de répartition ou de lignes de répartition affecteront plus de 10 000 abonnés. La mise en action des autres centres d'urgence, directions et, par la suite, de la division dépend de la nature de l'urgence et de l'ampleur des pannes.

Le document définit aussi le schéma de communication, l'organigramme du processus d'intervention, l'équipement nécessaire au Centre Urgence, les caractéristiques du local dédié au Centre Urgence et la formation à donner aux intervenants. La tenue d'exercices et de simulations périodiques « *pour que chaque intervenant du CU soit en mesure de prendre des actions ou des décisions cohérentes et rapides en fonction des différents événements* » y est aussi mentionnée.

Les exercices doivent avoir lieu selon les fréquences suivantes.

- CUDIVT : 1 fois / année + cas réel
- CUDIRT et CUCR : 1 fois / année + cas réel
- CUI : 2 fois / année + cas réel

Ce plan d'intervention en cas d'urgence est relativement récent puisqu'il n'a été adopté que le 27 mai 1997, à la suite du verglas qui a affecté le secteur de Lanaudière en janvier et février 1997, soit moins d'un an avant la tempête de verglas de janvier 1998. Par ailleurs, une directive d'exploitation datant de septembre 1997<sup>68</sup> décrit le rôle, le critère d'ouverture, les responsabilités et l'organisation du Centre d'Urgence de Contrôle du Réseau (CUCR).

Parallèlement au déclenchement d'alertes, les exploitants sont soumis à des directives qui spécifient les mesures à prendre en cas d'événements graves et d'avertissements météorologiques<sup>69</sup>. Ces directives visent deux objectifs.

- « *Informez rapidement la ligne hiérarchique lors d'un événement grave et dans certains cas informez le répartiteur du New York Independent System Operator (NYISO), tel que le stipule la procédure C-2 du Northeast Power Coordinating Council (NPCC)* »;
- « *Garantir la sécurité du réseau de transport par l'application du critère (n-1), lorsqu'il y a un risque de perdre deux lignes (n-2) parallèles en condition d'alerte* ».

---

68. Centre d'Urgence de Contrôle du Réseau (CUCR), *Directive d'exploitation 3-31-99-D-050*, direction Contrôle des mouvements d'énergie, Hydro-Québec, 26 septembre 1997, 9 p.

69. Hydro-Québec, *Notification des événements graves*, direction Contrôle des mouvements d'énergie, 1<sup>er</sup> mai 1998, 2 p. Hydro-Québec, *Conditions d'alerte (météo et feu de forêt)*, (GEN-D-52), direction Contrôle des mouvements d'énergie, 8 septembre 1997, 6 p.



La directive d'exploitation GEN-D-052<sup>70</sup> spécifie qu'un exploitant (de poste, de centrale ou mobile) avise le répartiteur CER dès qu'il détecte «une accumulation de 12 mm<sup>71</sup> ou plus de glace sur la ligne». Cette accumulation, qui correspond au critère de conception de 80 % des lignes de la Montérégie, représente la limite maximale d'épaisseur de glace à partir de laquelle Hydro-Québec intervient, plus souvent qu'autrement, pour réparer les lignes et les structures endommagées<sup>72</sup>.

À la suite d'un accident ou d'un phénomène atmosphérique ayant pu causer de graves dégâts, le CED déclenche les mesures et les actions d'intervention, en passant du mode préventif au mode opérationnel. Ce passage engendre surtout une mobilisation et un renforcement des effectifs qui devront intervenir sur le terrain pour les réparations.

Tableau 14

Le passage du mode préventif au mode opérationnel		
	Mode préventif	Mode opérationnel
Support au Centre d'exploitation de la distribution (CED)	Cinq équipes ou plus par opérateur dans un même centre de service	Cinq équipes ou plus par opérateur dans un même centre de service
Centre d'unités de district (CUD)	—	Pour un centre de service, le nombre d'équipes disponibles est plus grand que le CED ne peut en diriger pour le rétablissement en moyenne tension et en basse tension
Centre d'unités de service (CUS)	Au moins un CUD opérationnel ou au moins un CUD prêt à intervenir en cas d'alerte provenant du CED	Plus d'un CUD opérationnel ou un CUD prévoyant être hors-délai de rétablissement
Centre d'urgence régional (CUR)	Au moins un CUS opérationnel ou au moins un CUS prêt à intervenir en cas d'alerte provenant du CED	Plus d'un CUS opérationnel ou un CUS prévoyant être hors-délai de rétablissement
Centre d'unités provinciales (CUP)	Au moins un CUR opérationnel ou au moins un CUR prêt à intervenir en cas d'alerte provenant du CED	Plus d'un CUR opérationnel ou un CUR prévoyant être hors-délai de rétablissement

Source: Plan d'urgence de rétablissement de service (PURS), Hydro-Québec, mai 1998.

### 3.3 Les interventions prioritaires

Hydro-Québec possède un programme d'intervention<sup>73</sup> donnant priorité aux services essentiels, à la clientèle industrielle, à la clientèle commerciale et institutionnelle et enfin à la clientèle résidentielle. Les services essentiels sont eux-mêmes répartis selon trois niveaux de priorité :

70. Hydro-Québec, *Conditions d'alerte (météo et feu de forêt)*, (GEN-D-52), direction Contrôle des mouvements d'énergie, 8 septembre 1997, 6 p.

71. Épaisseur radiale équivalente.

72. Commission scientifique et technique [verglas de janvier 98], *op. cit.*, note 40.

73. Hydro-Québec, *op. cit.*, note 24.

- Priorité 1: Hôpitaux, Centres d'urgence HQ et le métro;
- Priorité 2: Usines de filtration, stations de pompage, aéroports, postes d'incendie, postes de police, résidences pour personnes âgées avec ascenseurs;
- Priorité 3: Tours de communication, tunnels et entrepôts de réfrigération.

En ce qui a trait aux mesures applicables pour l'exploitation du réseau lors de conditions extrêmes, elles font l'objet de plusieurs encadrements<sup>74</sup> dont deux portent sur les réserves d'exploitation<sup>75</sup>. Ces encadrements visent à assurer l'ajustement rapide de la production, à assurer la stabilité de la fréquence et son retour à sa valeur nominale tout en respectant les limites de transit du réseau de transport et les règles requises par le *Northeast Power Coordinating Council* (NPCC).

Par ailleurs, le Plan d'intervention de situation d'urgence de TransÉnergie vise à «... permettre aux responsables d'unités de réagir aux situations d'urgence et d'établir les mécanismes de communication afin d'informer tous les milieux internes ou externes de l'évolution de la situation». Il touche les différents paliers administratifs, depuis le niveau de la Division TransÉnergie, en passant par les quatre directions Transport (Territoires nord, sud, est et ouest), jusqu'au niveau des chefs des installations. Il couvre le déploiement des centres d'urgence selon des critères bien précis, un code d'alerte, le processus de communication, la logistique, la formation, la simulation et l'exercice avec ses fréquences.

À la suite d'importants effondrements de lignes survenus en avril 1973, Hydro-Québec a mis en œuvre un plan de mobilisation des ressources en cas d'urgence, dont la première version remonte à 1978<sup>76</sup>. Au fil des années, son plan de mobilisation des ressources a été révisé pour en arriver à la version actuellement en vigueur<sup>77</sup>.

Le plan définit l'organisation des mesures d'urgence à mettre en œuvre et les ressources nécessaires pour reconstruire un tronçon de ligne effondré en ce qui concerne:

- le personnel d'Hydro-Québec;
- les fabricants, les entrepreneurs et les consultants;
- les équipements de construction et les véhicules;
- l'inventaire des matériels stockés.

Selon ce plan et selon la situation, le Centre Urgence<sup>78</sup> mobilise les ressources financières et matérielles nécessaires à son fonctionnement, désigne un responsable des opérations et de la logistique de même que les agents de liaison et les agents de communication. Le responsable des opérations adapte le plan d'intervention en fonction de la situation et émet les directives concernant les opérations à effectuer. Les différents autres centres d'urgence

74. Hydro-Québec, *Encadrements applicables lors de conditions extrêmes*, 1 p.

75. Hydro-Québec, *Réserves d'exploitation (directive d'exploitation 3-31-99-D-001)*, direction Contrôle des mouvements d'énergie, 1<sup>er</sup> mai 1998, 8 p. Hydro-Québec, *Réserves d'exploitation (renseignement d'exploitation 3-31-99-R-001)*, direction Contrôle des mouvements d'énergie, 1<sup>er</sup> mai 1998, 8 p.

76. G. E. LAMOUREUX, M. ABRAN et J. R. MARTIN, *Mesures d'urgence – Réseau de lignes 735 kilovolts*, Hydro-Québec, 19 juillet 1978.

77. Hydro-Québec, *Encadrements régissant les mesures d'urgence en fonction de la remise en état des lignes de transport et de répartition*, 4 août 1998, 2 p. Hydro-Québec, *Plan d'urgence – Lignes de transport et de répartition aériennes*, direction Maintenance des Équipements et Sécurité de Barrages (MESB), décembre 1994.

78. TransÉnergie, *op. cit.*, note 66.

(CUDIVT, CUDIRT et CUI) assument les mêmes responsabilités dans leur champ spécifique. Par contre, il n'existe aucun plan formel d'appel et de mobilisation concernant les ressources externes.

Sur la base des exigences en matière de délais de rétablissement du courant – 6 heures ou moins en décembre, janvier et février; 16 heures durant les autres mois –, trois personnes sont chargées de la planification des ressources en personnel et en matériel. Au premier niveau de responsabilité, le chef du CED coordonne toutes les opérations: il assume la gestion du personnel, informe le responsable des Affaires publiques de la durée prévue de la panne et fixe, avec le responsable AMAJ, les priorités en matière d'examen des lignes du réseau. Au deuxième niveau de responsabilité, l'opérateur du CED reçoit les alertes et, selon les priorités avec le responsable de la maintenance, il dirige les équipes de rétablissement MT-BT (5 équipes de rétablissement minimum par opérateur CED), gère les appels de service et détermine les régimes de travail des équipes de réparation. En outre, il doit coordonner le passage des conditions d'exploitation normale au mode préventif, au mode opérationnel et inversement, tout en respectant les exigences des délais maximum de rétablissement. Il gère aussi le retour à la situation normale, avec l'accord conjoint du contremaître CED et du responsable du centre d'unités de district. Au troisième niveau de responsabilité, le personnel technique et le répartiteur CED assistent l'opérateur CED dans la gestion des équipes en vue d'effectuer le rétablissement selon les priorités. Ces derniers voient aussi au suivi et à la mise à jour du nombre des abonnés subissant des pannes; ils reçoivent les avis d'urgence (police, pompiers, etc.) et établissent les priorités d'intervention de l'opérateur CED.

### 3.4 La mobilisation des ressources et les interventions

#### 3.4.1 L'application des mesures d'urgence et les interventions

Dans le *Plan d'intervention de situation d'urgence*<sup>79</sup>, dont TransÉnergie s'est dotée en mai 1997, une rubrique désignée Code d'alerte traite du «... moyen d'information préventif sur tout événement pouvant affecter la sécurité de nos installations, la fiabilité de notre réseau et la sécurité du public et du personnel».

Le code d'alerte subdivisé en trois étapes (préavis, avis et alerte) est lié aux renseignements officiels obtenus du gouvernement et d'organismes comme Environnement Canada et la Protection civile.

Le plan d'intervention couvre l'ensemble des situations d'urgence et précise les responsabilités et les champs de compétences des personnes à mobiliser. Les instructions prévues pour de telles situations font l'objet de guides spécifiques, selon qu'il s'agit d'une alerte météo, d'une inondation, d'un tremblement de terre, d'un orage géomagnétique, ou d'autres événements<sup>80</sup>.

Dans son rapport à la *Northeast Power Coordinating Council*, Hydro-Québec mentionne que «*TransÉnergie a décrété l'état d'urgence le 6 janvier et a aussitôt mis en vigueur son plan de mesures d'urgence*». Le Centre de conduite du réseau et les Centres d'exploitation régionaux étaient en alerte météo. «*Devant les prévisions météorologiques et les risques pour le réseau, TransÉnergie a mis en place l'ensemble du plan des mesures d'urgence tant au niveau du réseau que*

---

79. TransÉnergie, *op. cit.*, note 66.

80. Hydro-Québec, *op. cit.*, note 70.

pour les centres de Mirabel, de Saint-Hyacinthe et plus tard de Saint-Hubert». Toujours selon le rapport de TransÉnergie, les centres de mesures d'urgence de Mirabel, Saint-Hyacinthe et de Saint-Hubert «...servaient de support à l'exploitation».

Le document Plan d'urgence – Lignes de transport et de répartition aériennes<sup>81</sup> «...définit l'envergure et la nature des ressources dont Hydro-Québec doit disposer pour faire face à une situation d'urgence qui suivrait un bris ou un effondrement majeur d'une portion de ligne de transport aérienne et de répartition ainsi que les mesures nécessaires à leur remise en service dans les plus brefs délais».

Ce document :

- décrit le rôle et les responsabilités des intervenants;
- établit les références utiles sur les intervenants;
- énumère le matériel, l'équipement et l'outillage accessibles aux lignes de transport;
- énumère les pièces d'«assurance».

Une situation d'urgence est reconnue lorsque :

- un bris met le réseau régional ou une partie importante de celui-ci en danger;
- un bris sur le réseau dépasse la capacité des ressources d'un secteur;
- la quantité de composantes endommagées lors d'un bris nécessite l'utilisation du matériel identifié comme pièces d'«assurance».

Selon Hydro-Québec<sup>82</sup>:

*«...la remise en état des lignes essentielles à la réalimentation de la charge a été réalisée selon les normes et les guides en vigueur pour la conception, l'approvisionnement et la construction des lignes pour les tensions concernées».*

Des avis techniques basés sur ces normes ont été émis pour aider à résoudre les problèmes rencontrés.

- Directive pour la protection contre les courants induits sur les sections de supports de ligne non endommagés ou partiellement endommagés.
- Avis technique pour l'enlèvement des câbles de garde.
- Principes directeurs pour la reconstruction des lignes 120 kV et moins.
- Préoccupations environnementales reliées à la situation d'urgence.
- Avis de modification des protections et des réglages.
- Consignes pour maintenir en état de fonctionner des batteries dans les postes non alimentés.

---

81. Hydro-Québec, *Plan d'urgence – Lignes de transport et de répartition aériennes*, direction Maintenance des Équipements et Sécurité de Barrages (MESB), décembre 1994.

82. Hydro-Québec, Présentation à la Commission par M. Yves Filion, Directeur général adjoint, octobre 1998.

Dès le début des incidents, l'ampleur des dommages a nécessité la mise en place d'une structure organisationnelle particulière pour remettre en état les lignes endommagées. Les travaux sur les lignes à 230 kV ont été confiés à la Direction Principale des Projets d'Équipement et les travaux portant sur les circuits à 120 et 49 kV ont été soumis aux équipes des territoires concernés ou à la DPPE, selon leur ampleur et la disponibilité du personnel.

En ce qui concerne les pièces de rechange, la réserve équivalait à environ 20 km de lignes à 735 kV ou 120 km de lignes à 230 kV à conducteur simple. L'inventaire des pylônes de rechange pour les lignes à 735 kV et à 315 kV aurait été d'une centaine chacun, alors que le verglas en a endommagé près de 600. Par ailleurs, les données disponibles nous apprennent qu'on ne disposait d'aucun pylône de réserve pour le lien à 450 kV c.c.<sup>83</sup>

Pour le réseau de répartition, la tempête a occasionné l'effondrement de 300 pylônes sur 13 lignes à 230 kV, 1 100 supports de bois et d'acier sur 67 lignes à 120 kV et 1 500 poteaux de bois sur les lignes à 49 kV<sup>84</sup>.

Selon TransÉnergie :

*« ... la reconstruction des tronçons de lignes nécessaires pour la réalimentation d'urgence des abonnés a été effectuée en un temps record grâce aux structures organisationnelles en place à la Direction Principale Projets d'Équipements/SEBJ et à la direction Principale Approvisionnement et Services. Ces Directions... sont capables de s'organiser rapidement, de mobiliser des ressources variées et gérer une multitude d'entrepreneurs et de fournisseurs<sup>85</sup> ».*

*« La main-d'œuvre interne a donc été déployée selon les priorités établies et on a dû faire appel aussi à une main-d'œuvre externe par l'intermédiaire des entrepreneurs de construction de lignes ainsi qu'à des retraités d'Hydro-Québec ».*

*« Afin d'assurer la sécurité des travailleurs et du public, un comité composé de représentants de la partie patronale, du syndicat des techniciens et du syndicat des métiers a été mis sur pied dès le 12 janvier afin de traiter des situations particulières relatives à l'application du code de sécurité des travaux. Des procédures spéciales ont été établies par ce comité pour répondre aux situations d'urgence ».*

L'ampleur des dommages ainsi que le nombre des équipements et des infrastructures endommagés sur une très vaste superficie ont exigé une mobilisation très importante de ressources, tant humaines que matérielles, pour parvenir à la remise en service du réseau.

La planification, l'organisation, la direction et le contrôle de la reconstruction ont été réalisés par un comité présidé par le directeur Expertise et Support Technique, secondé par le directeur Territoire Est.

Chaque jour entre 21 h 00 et 22 h 00, des conférences téléphoniques étaient tenues pour planifier les travaux de reconstruction, établir les priorités, évaluer l'avancement des travaux, vérifier la disponibilité des ressources humaines et matérielles afin de décider de leurs

---

83. Courant continu.

84. Hydro-Québec, *Inventaire des lignes endommagées, territoire ouest*, 23 mars 1998, 5 p.

85. Hydro-Québec, *Organisation mise en place pour la remise en service des équipements endommagés de transport et de distribution*, août 1998.

affectations<sup>86</sup> pour le lendemain. Un représentant de la section Distribution participait à ces conférences pour diriger et coordonner les interventions entre la Répartition et la Distribution.

En complémentarité à sa propre main d'œuvre, Hydro-Québec a fait appel à des d'entrepreneurs en construction qui ont fourni une main-d'œuvre spécialisée ainsi que de la machinerie. Elle a également eu recours à l'aide des Forces armées, notamment pour ouvrir des chemins d'accès aux emprises des lignes à réparer et pour effectuer des survols des lignes afin de localiser les dommages, identifier l'ampleur des dégâts, déglacer les structures, transporter des matériaux et surveiller des sites dangereux pour le public. À l'échelle du Québec, des communications ont été maintenues en permanence avec le comité d'urgence de Distribution, relativement à l'affectation des entrepreneurs et de leur main-d'œuvre spécialisée de même que pour la répartition des équipements disponibles.

En raison d'un certain manque d'équipement dans les territoires touchés, l'aide des autres territoires a été sollicitée pour combler les besoins à ce chapitre. De plus, grâce à l'aide des sociétés d'électricité voisines – plusieurs sociétés d'électricité des autres provinces canadiennes et des États-Unis ont fourni des ressources humaines et matérielles – et des entrepreneurs venus en renfort, Hydro-Québec a pu disposer de tous les équipements et du matériel nécessaires à la reconstruction des lignes.

Par contre, en raison du grand nombre de structures en bois endommagées sur les circuits à 120 kV et 49 kV, des difficultés ont été rencontrées dans l'approvisionnement en composantes (poteaux, traverses, conducteurs, etc.). Des commandes ont été acheminées d'urgence auprès de sociétés d'électricité voisines, de fournisseurs canadiens et américains; ainsi, dans des délais de moins de deux semaines, la plupart des composantes requises ont été obtenues.

Pour acheminer le matériel sur les sites de reconstruction, les services de nombreuses compagnies de transport de différentes régions ont été retenus. Le transport de nuit a été privilégié afin que les équipes de reconstruction disposent du matériel dès leur arrivée sur les sites, tôt le matin. Les Forces armées ont contribué à l'ouverture de chemins d'accès vers les sites des travaux et au transport vers les dépôts.

### 3.4.2 L'efficacité des plans de mobilisation et d'allocation des ressources

Les plans d'intervention d'Hydro-Québec concernent à la fois la conduite du réseau ainsi que la préservation de ses éléments physiques et de ses infrastructures.

Lors de la tempête de verglas, les mesures d'urgence et les plans d'intervention relevant de la conduite du réseau ont été appliqués intégralement selon les directives prévues<sup>87</sup>. Les divers guides auxquels le personnel d'Hydro-Québec se réfère en cas d'urgence couvrent la définition de conditions d'alerte, leur notification, la mise en place et le champ de responsabilité du Centre d'urgence de Contrôle du Réseau (CUCR) et les réserves d'exploitation à respecter afin de préserver la marge de sécurité nécessaire à la stabilité du réseau. Des mesures préventives,

---

86. *Ibid.*

87. Centre d'Urgence de Contrôle du Réseau (CUCR), *op. cit.*, note 69. Hydro-Québec, *Notification des événements graves*, direction Contrôle des mouvements d'énergie, 1<sup>er</sup> mai 1998, 2 p. Hydro-Québec, *op. cit.*, note 70. Hydro-Québec, *Réserves d'exploitation (directive d'exploitation 3-31-99-D-001)*, direction Contrôle des mouvements d'énergie, 1<sup>er</sup> mai 1998, 8 p. Hydro-Québec, *Réserves d'exploitation (renseignement d'exploitation 3-31-99-R-001)*, direction Contrôle des mouvements d'énergie, 1<sup>er</sup> mai 1998, 8 p.

telle une relocalisation de la réserve tournante hors de la zone critique, sont aussi prévues. De plus, des procédures d'encadrement particulières sont prévues en cas de conditions extrêmes comme lors d'une inondation, d'un tremblement de terre ou d'un orage géomagnétique<sup>88</sup>.

Les mesures d'urgence et les plans d'intervention portant sur les éléments physiques du réseau ont été intégrés en 1994, dans un plan global traitant aussi de la conduite du réseau<sup>89</sup>. Ce document définit l'état d'urgence, précise les rôles des divers intervenants et présente un schéma de modalités de communication interne; il comporte des répertoires des intervenants, de l'équipement, des pièces et des équipements de réserve, de même que des informations sur les entrepreneurs et les fournisseurs. De plus, en mai 1997, un nouveau plan d'intervention de situation d'urgence<sup>90</sup> a été approuvé par la Division TransÉnergie, alors nouvellement créée par Hydro-Québec.

Les documents de référence propres à ces plans d'intervention présentent chacun un organigramme du fonctionnement en conditions d'urgence. Il existe cependant une nette démarcation organisationnelle entre la Division TransÉnergie et les autres unités d'Hydro-Québec telles que Distribution, Services à la clientèle ainsi que Projets et Affaires Internationales.

Le Plan d'Urgence<sup>91</sup> élaboré en 1994 a été mis en application lors de la tempête de verglas de janvier 1998. Dans son rapport au NPCC sur cette tempête<sup>92</sup>, TransÉnergie mentionne avoir «... mis en place l'ensemble du plan des mesures d'urgence: CUCR, CMU Desjardins, CMU Mirabel et CMU Saint-Hyacinthe, et plus tard CMU Saint-Hubert...» sans toutefois préciser de quel plan il s'agit. En pratique, il s'est avéré que la multiplicité des plans d'urgence et des divers organigrammes<sup>93</sup> qui y correspondent ont soulevé des difficultés d'application et de coordination. Ces difficultés expliquent pourquoi TransÉnergie a jugé nécessaire de se donner de nouveaux moyens en cas d'urgence:

*«Par la suite, ce plan a été adapté pour intégrer la planification des priorités et les projets pour le rétablissement du réseau. Une équipe de gestion Rétablissement du réseau a été mise sur pied afin de coordonner efficacement les différentes activités: support et logistique, communication, exploitation, maintenance, planification et rétablissement du réseau.»*

Contrairement aux mesures d'urgence relevant de la conduite du réseau, celles qui portent sur ses éléments physiques ne font appel à aucune mesure préventive (déglacage thermique ou mécanique des câbles) susceptible de prévenir ou, à tout le moins, de limiter les dommages. Elles concernent essentiellement la réparation et la reconstruction des composantes endommagées ou détruites.

---

88. Hydro-Québec, *op. cit.*, note 74.

89. Hydro-Québec, *op. cit.*, note 81.

90. TransÉnergie, *op. cit.*, note 66.

91. Hydro-Québec, *op. cit.*, note 81.

92. TransÉnergie, *op. cit.*, note 45.

93. Hydro-Québec, *Encadrements régissant les mesures d'urgence en fonction de la remise en état des lignes de transport et de répartition*, 4 août 1998, 2 p.

Lors des audiences de la Commission, Hydro-Québec<sup>94</sup> a reconnu qu' «... il n'est ni efficace ni avantageux de créer des structures parallèles pour gérer un plan d'urgence...» et confirme son intention d'arrimer et de consolider tous ces différents plans.

*«À la lumière de l'expérience du verglas de janvier 1998, nous implantons présentement un plan corporatif des mesures d'urgence qui viendra formaliser ces principes. Ce plan aura pour objectifs de mobiliser les autorités d'Hydro-Québec, de superviser les plans d'urgence des unités opérationnelles et de diriger les communications avec l'externe. Il prévoira également la coordination avec les organismes externes à l'entreprise.»*

Pour plusieurs observateurs externes, la rapidité avec laquelle Hydro-Québec a réussi à rétablir les lignes névralgiques de son réseau de transport relève en grande partie de l'efficacité de ses plans de mobilisation et d'allocation de ses ressources internes une fois les dommages constatés.

Sur le réseau de transport à 735 kV, des dommages importants se sont produits sur trois des quatre lignes aboutissant au poste Boucherville (7034, 7009 et 7036) où, au total, 32 pylônes se sont effondrés ainsi que sur les lignes Nicolet-Hertel (7006), où on a constaté l'effondrement de 100 pylônes et Hertel-Chateauguay (7038), où 17 pylônes ont été endommagés. Source principale de l'alimentation électrique du centre-ville de Montréal, le poste Hertel a pu être réalimenté à partir du poste Boucherville à compter du 19 janvier, grâce à la reconstruction des 13 pylônes endommagés. Le 22 janvier, le poste Boucherville voyait son alimentation raffermie par la remise en service de la ligne Nicolet-Boucherville. Le poste Boucherville ayant une importance primordiale pour l'alimentation de la Montérégie et de l'est de Montréal, toutes les ressources des unités Projets d'équipement et Approvisionnement ont été mises à contribution pour reconstruire et réparer les lignes défaillantes à 735 kV.

Cet «exploit» n'est cependant pas étranger au fait qu'Hydro-Québec a pu compter sur les services des Forces armées canadiennes pour ouvrir les accès aux lignes endommagées, aux fournisseurs pour obtenir le matériel en rupture de stock et aux entrepreneurs pour suppléer au manque de ressources humaines et matérielles<sup>95</sup>. De plus, bien qu'il n'existe aucun plan formel d'appel à leur aide et d'allocation de telles ressources, plusieurs sociétés d'électricité des autres provinces canadiennes et des États-Unis ont aussi fourni des ressources humaines et matérielles pour aider à ramener la situation à la normale.

---

94. Hydro-Québec, Présentation à la Commission par M. Yves Filion, Directeur général adjoint, octobre 1998.

95. TransÉnergie, *op. cit.*, note 45.; Hydro-Québec, Présentation à la Commission par M. Yves Filion, Directeur général adjoint, octobre 1998.; Hydro-Québec, *Organisation mise en place pour la remise en service des équipements endommagés de transport et de distribution*, 6 août 1998, 5 p.



### SECTION 4

TransÉnergie a décrété l'état d'urgence le 6 janvier et a aussitôt mis en vigueur son plan de mesures d'urgence.

Une fois les dommages constatés, ce plan a été adapté en fonction des priorités et des interventions requises pour remettre le réseau en service. Une équipe de gestion du rétablissement du réseau a été mise sur pied afin de coordonner les différentes interventions et TransÉnergie a mobilisé les effectifs voulus.

Dans pareils cas, les guides de procédures d'Hydro-Québec comportent des informations sur les inventaires de pièces de rechange, les entrepreneurs, les fournisseurs et les firmes de génie conseils aptes à participer à la remise en état du réseau<sup>96</sup>. Cependant, ils ne comportent pas de précisions sur l'aide pouvant provenir de sociétés d'électricité voisines.

Certaines des procédures administratives en vigueur en situation normale sont peu appropriées en cas d'événements extrêmes comme lors du verglas, et les procédures prévues pour le rétablissement du service après des pannes ou des bris plus « habituels » peuvent alors s'avérer d'une trop grande lourdeur. En pareils cas, l'application de procédures simplifiées pour l'allocation des contrats et l'utilisation de systèmes de secours temporaires pour la reconstruction des lignes sont de nature à permettre de rétablir le service plus rapidement.

Lors de la tempête de verglas, en relation avec des préoccupations de sécurité, Hydro-Québec semble néanmoins s'en être tenue le plus possible à des avis techniques basés sur des normes applicables dans des situations plus habituelles. Ce fut notamment le cas pour la reconstruction des lignes à 120 kV et moins, relativement à des questions de modifications de protections et de réglages ou d'enlèvement de câbles de garde<sup>97</sup>.

#### 4.1 Le réseau d'Hydro-Québec et la gestion des pannes

Lors de pannes, la mobilisation des équipes de réparation et de rétablissement se fait en fonction de la nature des équipements et des services touchés, selon qu'il s'agira d'installations de production, de transport et de répartition ou des infrastructures de distribution d'électricité.

Les installations de production (barrages et centrales hydroélectriques) sont généralement éloignées des grands centres et distantes les unes des autres. Le délestage d'une centrale peut généralement être compensé par l'accroissement de la production d'une autre. De plus, le vaste réseau de transport et de répartition possède plusieurs embranchements pouvant servir de « voie de secours ». Qu'ils soient causés par des tempêtes ou des accidents, les problèmes d'interruption de service d'une ligne de transport ou de répartition de courant vers les postes de transformation peuvent généralement être résolus par un transit accru de puissance sur d'autres lignes et d'autres postes.

---

96. Hydro-Québec, *op. cit.*, note 81.

97. Alan WYATT, *op. cit.*, note 54.

Par contre, la situation se complique sur le réseau de distribution: beaucoup plus étendu et ramifié, quadrillant les secteurs urbains ou courant le long des routes dans les secteurs ruraux, il est sujet à un plus grand nombre de pannes localisées. Cependant, elles y sont facilement et rapidement localisables et, en général, les problèmes peuvent être réglés par des interventions de routine.

Les pannes de courant dans une région donnée relèvent simultanément de trois « unités d'affaire » distinctes: *Production*, *Trans-Énergie* et *Distribution et Services à la clientèle*. Chacune dispose de ses propres plans d'urgence. Une situation d'urgence dans un centre d'exploitation local amènera la mise œuvre de mesures correspondant au plan d'urgence au niveau plus élevé, soit à l'échelle régionale, entraînant la demande et l'assignation de ressources provenant d'un autre centre. De même, une situation d'urgence au niveau régional entraînera la mise en œuvre du plan d'urgence à l'échelle provinciale, impliquant qu'une seconde région vienne en appui à la première. Cependant, cette procédure ne s'applique qu'au sein d'une seule et même unité d'affaire. Elle ne prévoit aucun arrimage avec les autres unités, en particulier avec *Trans-Énergie*, prenant pour acquis que celle-ci est en mesure de maintenir son réseau de transport et de répartition en fonction, de manière indépendante, sur la base de ses propres mesures d'urgence.

Avant le sinistre du verglas, Hydro-Québec n'avait jamais senti le besoin de mobiliser et de coordonner les mesures d'urgence propres à chacune de ses unités d'affaires.

#### 4.1.1 L'organisation de « missions » pour réparer les pannes

Dès les premiers jours de la tempête de pluie verglaçante, en raison de l'ampleur exceptionnelle des pannes de courant auxquelles elle a dû faire face, Hydro-Québec a modifié ses procédures habituelles pour mettre en œuvre simultanément et en concertation les plans d'urgence des unités *Distribution* et *Trans-Énergie*. Des « missions » d'évaluation et de réparation des dommages ont ainsi été mises sur pied.

Pour Hydro-Québec, la particularité de la tempête de janvier 1998 vient de ce qu'elle a surpassé en ampleur et en durée tous les événements précédents et qu'elle a sévèrement affecté non seulement la distribution, mais aussi le transport d'énergie. Dans la pratique normale, la société d'État s'attend à devoir occasionnellement rétablir le service sur des portions de lignes plus ou moins endommagées. En janvier 98, elle a eu à reconstruire des réseaux entiers sur des périodes de quelques semaines: situation imprévue dans les plans d'urgence et dans les simulations antérieures. Dans plusieurs régions, la destruction du réseau de distribution, combinée aux dommages importants des lignes de transport d'énergie, a constitué pour Hydro-Québec une situation totalement hors du commun.

Pendant la phase de rétablissement suivant la tempête proprement dite, l'application indépendante des plans d'urgence des différentes unités d'affaire aurait été possible mais inefficace. Comme il n'existait pas de plan d'urgence unifié, il a fallu mettre spécifiquement en place une « cellule opérationnelle », dirigée par le directeur général adjoint, afin d'intégrer les activités de réparation et de rétablissement liées à la production, au transport et à la distribution. À chaque jour, le mot d'ordre était de rétablir le plus grand nombre de clients possible. Il aurait été inefficace de concentrer les efforts sur le rebranchement « maison par maison » ou sur la remise en état de réseaux de distribution impossibles à alimenter faute de lignes de transport ou de répartition. L'idée de se concentrer sur la remise en état de lignes de transport ou de répartition d'énergie alors que les réseaux de distribution habituellement alimentés étaient presque entièrement détruits aurait été tout aussi improductive.

Les efforts ont principalement porté, d'une part, sur l'évaluation des dommages et, d'autre part, sur la coordination des travaux de reconstruction en transport et en distribution.

Cette stratégie a nécessité la concentration de nombreux effectifs dans plusieurs régions, municipalités ou secteurs et exigé de remettre à plus tard les travaux à l'échelle locale. Cette concentration d'efforts en transport et en distribution visait à rétablir le service à l'échelle régionale le plus complètement et le plus rapidement possible. Bien qu'efficace sur le plan technique, cette stratégie a laissé dans de nombreuses municipalités une impression d'abandon complet par Hydro-Québec, puisqu'il a fallu attendre parfois plusieurs semaines avant de voir arriver ses équipes de réparation et de reconstruction.

#### 4.1.2 Les priorités de rebranchement

Les mesures d'urgence prévues par l'unité d'Hydro-Québec responsable des services aux abonnés, *Distribution et Services à la clientèle*, ont été établies en fonction de pannes prévisibles. Elles correspondent à un mode d'organisation et de gestion qui vise un rétablissement rapide de l'alimentation électrique. De fait, Hydro-Québec s'est fixé comme objectif que l'alimentation électrique devait être rétablie en moins de 6 heures lors de pannes survenant en hiver et en moins de 16 heures pendant le reste de l'année.

Lors d'une panne majeure, lorsqu'un grand nombre de clients sont touchés, Hydro-Québec<sup>98</sup> accorde la priorité au maintien ou au rétablissement des services de santé d'urgence et des services municipaux essentiels. Dans la mesure où il n'y a pas de danger immédiat pour la population, le rétablissement se fait d'abord selon ces critères.

Hydro-Québec a établi une liste de priorités de rebranchement s'appliquant à des situations d'interruption de service dites «normales» ou envisageables.

Tableau 15

Les priorités de rebranchement en situation d'exploitation normale	
Niveau de priorité*	Catégories
1	Hôpitaux, centres d'urgence d'Hydro-Québec, métro
2	Usines de filtration, stations de pompage, aérogares, postes d'incendie, postes de police, résidences pour personnes âgées (avec ascenseurs)
3	Tours de communication, tunnels, entrepôts de réfrigération
4	Clientèle industrielle
5	Clientèle commerciale et institutionnelle
6	Clientèle résidentielle

\* Par ordre prioritaire décroissant.

#### 4.1.3 La redéfinition des priorités à la suite du sinistre du verglas

Pendant la tempête de pluie verglaçante, il a constamment été possible pour Hydro-Québec de connaître l'état de son réseau de transport et de répartition. Tel n'a pas été le cas pour les divers réseaux de distribution parce que, d'une part, il n'existe pas de système d'information à distance sur l'état de ces réseaux et, d'autre part, il était à toutes fins pratiques impossible de se rendre sur les lieux.

98. Hydro-Québec, *op. cit.*, note 73.

Avant que le réseau de transport ne s'effondre, l'essentiel des travaux de rétablissement a porté sur les réseaux de distribution. Cependant, l'effondrement des lignes de transport et la destruction presque complète des réseaux de distribution ont fait que de nombreuses lignes de transport et de répartition ont vite été hors-service, certaines ne pouvant être réparées avant plusieurs jours et même, dans quelques cas, avant plusieurs semaines. Les critères de rétablissement habituels ne pouvaient plus s'appliquer, étant donné l'incertitude quant à l'état des réseaux et l'ampleur des dommages.

Il aurait fallu du temps pour réparer l'ensemble des infrastructures : les priorités prévues dans le cadre des procédures « normales » ne correspondaient plus à la réalité. En concertation avec la Sécurité civile, une nouvelle liste de priorités de rebranchement a été établie par Hydro-Québec.

Tableau 16

Les priorités de rebranchement redéfinies en fonction des contraintes du sinistre du verglas	
Niveau de priorité*	Catégories
1	Hôpitaux, CLSC, métro (actif) et feux de circulation (centre-ville)
2	Stations de pompage, résidences pour personnes âgées, postes de police, compagnies de téléphone
3	Centre d'urgence d'Hydro-Québec et lieux d'hébergement des travailleurs
4	Centres d'hébergement d'urgence (municipalités)
5	Éclairage de rue
6	Fournisseurs stratégiques, raffineries
7	Commercial prioritaire (épiceries, magasins d'alimentation)
8	Clients résidentiels, hôtels
9	Fermes agricoles, industries, métro (réserve)
10	Commercial (autres que prioritaire)
11	Autres (institutions scolaires, etc.)

\* Par ordre prioritaire décroissant.

Sont demeurés prioritaires tous les services essentiels nécessaires au maintien des services de santé et de sécurité des personnes. Les centres d'hébergement pour les travailleurs ainsi que les centres d'hébergement mis sur pied par les municipalités ont été ajoutés, à des niveaux de priorité relativement élevés. Les fournisseurs stratégiques comme les entreprises de télécommunications, essentielles à la coordination des mesures d'urgence, et les entreprises de reconstruction ont aussi été incluses, avec les raffineries, dont l'arrêt aurait pu entraîner une aggravation de la situation. Une catégorie de commerces, dits « prioritaires », s'est ajoutée.

Il s'agit là d'une liste générale dont l'application a dû, dans les faits, être adaptée aux situations particulières de chaque municipalité, sinon cas par cas. De nombreuses organisations ont déploré le fait de ne pas avoir été considérées pour un rebranchement prioritaire : des CLSC, des cliniques médicales, des pharmacies, des foyers pour personnes âgées, des services ambulanciers de même que des résidences privées où habitent des personnes en perte d'autonomie et des personnes handicapées.

Selon certains témoignages relevés dans les mémoires soumis à la Commission, à travers les rebranchements au cas par cas, des plaintes de favoritisme se sont élevées. Plusieurs questions se sont aussi posées sur les nouvelles priorités : pourquoi les feux de circulation reçoivent-ils la 1<sup>re</sup> priorité, l'éclairage de rue la 5<sup>e</sup>, les fournisseurs stratégiques la 6<sup>e</sup> et les clients

résidentiels la 8<sup>e</sup>? Le maintien de l'éclairage de rue en l'absence prolongée de service résidentiel ne risque-t-il pas de susciter un fort mécontentement? N'est-il pas plus urgent d'assurer le maintien de l'alimentation des réseaux de télécommunications ou des raffineries, par exemple, plutôt que l'éclairage de rue? La priorité de premier niveau accordée aux feux de circulation est-elle justifiée pour toutes les municipalités ou tous les quartiers? Les hôpitaux sont tous supposés être dotés de systèmes de chauffage autonomes et de groupes électrogènes suffisants. À quel niveau doit-on placer les centres d'accueil, tel ceux des communautés religieuses? Les aéroports ne figurent pas sur la liste de priorités alors qu'ils pourraient être essentiels pour l'acheminement du matériel, le transport des personnes ou encore pour les évacuations médicales. Comment rétablit-on le service d'un client de 1<sup>re</sup> priorité dans ces conditions? Les entreprises agricoles doivent-elles être considérées comme des entreprises ordinaires et être reléguées en 9<sup>e</sup> priorité?

#### 4.1.4 Les complications du découpage territorial

Les systèmes de transport et de répartition d'électricité sont conçus et optimisés selon des critères d'ingénierie techniques et économiques. Les tracés des lignes de transport coïncident rarement avec les principales routes et coupent habituellement à travers le territoire. Quant aux postes de transformation, ils peuvent souvent faire transiter des puissances et des courants équivalents aux besoins en électricité de plusieurs villes et villages. Par contre, il faut de multiples postes de transformation pour approvisionner les grandes agglomérations.

Le découpage territorial des réseaux de transport, de répartition et de distribution d'Hydro-Québec diffère largement de celui des régions administratives et du municipal. Les différences apparaissent d'abord dans la nomenclature des postes et des régions administratives d'Hydro-Québec. Les postes portent rarement le nom des municipalités où ils se trouvent puisqu'il n'y a pas nécessairement de relation directe et exclusive entre eux. Cette situation est souvent source de confusion pour la plupart des citoyens et des administrateurs municipaux qui souhaiteraient une certaine correspondance entre l'organisation géographique des municipalités (MRC, territoire urbain, quartiers, rues) et celle des infrastructures du réseau de transport, de répartition et de distribution d'Hydro-Québec. À une municipalité, on s'attend à ce que corresponde au moins un poste de transformation et que toute la distribution locale y soit liée. Lors du sinistre du verglas, Hydro-Québec a d'ailleurs dû mettre sur pied une table spéciale pour « traduire » les réalités hydro-québécoises et celles des organisations locales afin de permettre les échanges avec la Sécurité civile, sur les lieux mêmes du Centre Urgence d'Hydro-Québec.

La non-concordance entre l'organisation du territoire et celle du réseau complique la gestion de ce dernier en situation d'urgence. Certaines petites municipalités, parce qu'elles sont situées à la limite des territoires de plusieurs postes de transformation, peuvent être alimentées par plus d'une source. C'est le cas de la municipalité rurale du Canton de Cleveland, une MRC de 1 700 habitants du Val-Saint-François, dans la région de l'Estrie. Cette municipalité est desservie par quatre postes; pour cette raison, il a été très difficile de lui fournir des informations précises et cohérentes sur les dates de rétablissement. Chez Hydro-Québec, aucun responsable ne possédait une vue d'ensemble du dossier de cette municipalité<sup>99</sup>.

Les nombreux couplages possibles entre les différentes parties des réseaux de distribution constituent à la fois une force et une faiblesse. On retiendra naturellement comme grand avantage la possibilité d'alimenter un secteur par diverses voies de rechange. Par contre,

---

99. Municipalité du Canton de Cleveland, mémoire présenté à la Commission scientifique et technique [verglas de janvier 98] 3 p.

le suivi de tous ces couplages est complexe : le bureau local d'Hydro-Québec sait généralement quelle route, quel lien est actif, mais cette information ne s'avère pas nécessairement disponible aux niveaux supérieurs.

Lors du verglas, l'impossibilité de réparer, ou de réalimenter, certaines lignes de distribution pendant que d'autres, à proximité, étaient fonctionnelles a souvent été cause d'incompréhension et de mécontentement, comme chez ceux qui ont dû vivre des jours sans électricité, alors que le service était disponible à quelques maisons de chez eux.

Les différences dans le découpage des régions administratives et l'organisation du réseau d'Hydro-Québec ont même eu des répercussions sur l'admissibilité aux programmes d'aide financière lors du sinistre. En effet, ces programmes, que l'on aurait d'abord voulu appliquer sur une base municipale, ont dû être gérés au cas par cas, plusieurs municipalités n'ayant pas été identifiées comme admissibles parce qu'une partie de leur population avait connu des interruptions de service de moins de sept jours.

#### **4.1.5 Des problèmes d'information**

De nombreuses contradictions ont été relevées dans les commentaires formulés au sujet des relations entre les citoyens et Hydro-Québec. C'est notamment le cas de la cueillette et de l'échange d'information entre Hydro-Québec et les municipalités, pendant la phase de rétablissement du service et de reconstruction du réseau de distribution.

Quelques municipalités ont mentionné n'avoir eu aucune difficulté à obtenir la collaboration d'Hydro-Québec. À l'inverse, de nombreux commentaires ont été faits sur l'impossibilité de communiquer avec Hydro-Québec, sur les informations contradictoires, imprécises, voire erronées, malgré la volonté manifeste de collaboration des équipes sur le terrain.

Le nombre d'équipes étant limité et les dommages considérables, Hydro-Québec ne pouvait disposer d'un portrait complet de la situation. Il lui fallait prendre pour acquis que les dommages étaient considérables, les rapports préliminaires indiquant que des portions importantes du réseau devaient être reconstruites. L'évaluation de la situation se faisait au fur et à mesure qu'avançaient les équipes de réparation et que se déroulaient les missions. Dans leurs secteurs respectifs, il est évident que ce sont les responsables d'équipe et les chefs de mission qui disposaient de l'information la plus précise sur l'état du réseau et sur les délais de rétablissement. Les équipes étant très autonomes et indépendantes les unes des autres, la coordination de l'information a été ardue. De plus, comme ces dernières réparaient les réseaux section par section, de l'amont vers l'aval, et que l'état réel des infrastructures n'était jamais vraiment connu avant qu'elles n'en commencent la réparation, l'information sur les échéances de rétablissement restait très difficile à préciser.

Les lacunes en matière de communication entre les représentants d'Hydro-Québec et les responsables municipaux ont parfois paralysé l'action de ces derniers et compliqué les décisions à prendre. Situation vécue à Saint-Jean-sur-Richelieu où l'absence de plan d'action d'Hydro-Québec a nui aux efforts de nettoyage des rues : impossible de savoir si le fait de couper les poteaux cassés ou renversés et les câbles brisés, une tâche que l'on voulait entreprendre le plus vite possible, risquait d'aggraver la situation. Et, ce cas n'est pas unique. La très grande majorité des municipalités n'ont pas la responsabilité de la distribution d'électricité elles ne sont donc pas familières avec la construction et l'entretien des réseaux. Sans référence auprès d'Hydro-Québec, elles ont rarement pu disposer de l'information voulue pour entreprendre le déblaiement des décombres d'infrastructures de distribution d'électricité endommagées, au moment opportun.

## SECTION 5

### 5.1 La performance du réseau de transport

Le réseau de transport d'Hydro-Québec a beaucoup changé au cours des trente dernières années, particulièrement depuis l'apparition du transport à 735 kV entraînant d'importantes modifications des critères de conception et des règles d'exploitation qui s'y appliquent.

#### 5.1.1 La validité des critères de conception et des règles d'exploitation du réseau de transport

La performance électrique du réseau de transport durant la tempête de verglas de janvier 1998 permet d'évaluer la pertinence des critères qui ont servi à sa conception.

Les critères de conception, qui se rapportent principalement aux normes et aux exigences en matière de solidité et de résistance des structures, ont été étudiés de façon approfondie par les spécialistes de la Commission et font l'objet d'un chapitre spécifique<sup>100</sup> que le lecteur est invité à consulter.

Quant aux aspects électriques – c'est-à-dire l'équilibre des tensions électriques et des flux de courant –, Hydro-Québec applique des règles et des normes d'exploitation rigoureuses, la plupart élaborées en fonction d'exigences contractuelles, notamment en relation avec les règles du NPCC. Cet organisme fixe des normes relativement aux exportations d'électricité et aux mesures à prendre pour que les interconnexions n'entraînent aucune conséquence fâcheuse sur les réseaux voisins, en cas de panne ou de bris. Ainsi, il est exigé que, moins de 30 minutes après qu'une panne ou un bris se soient produits, l'état du réseau soit rétabli sans compromettre les marges de manœuvre qui permettraient de faire face à un nouvel événement<sup>101</sup>. Les mesures qui doivent être mises en application lors de ces événements sont consignées dans deux documents (directive et renseignements d'exploitation) spécifiques et détaillés<sup>102</sup>.

Lors du sinistre du verglas, les exploitants du réseau de transport d'Hydro-Québec ont réagi rapidement afin de préserver ces marges de manœuvre et de permettre au réseau de résister à des événements problématiques qui se sont produits en cascade.

### 5.2 La performance du réseau de répartition

La plupart des sociétés d'électricité lient leurs critères de base à la fiabilité, puisqu'il s'agit d'un aspect fondamental pour leurs abonnés. Ce principe est aussi appliqué chez TransÉnergie dans la planification du réseau de répartition<sup>103</sup>.

---

100. Commission scientifique et technique [verglas de janvier 98], *op. cit.*, note 40, (section 3).

101. Northeast Power Coordinating Council, *op. cit.*, note 13.

102. Hydro-Québec, *op. cit.*, note 74. Hydro-Québec, *Réserves d'exploitation (directive d'exploitation 3-31-99-D-001)*, direction Contrôle des mouvements d'énergie, 1<sup>er</sup> mai 1998, 8 p.

103. Hydro-Québec, *op. cit.*, note 27.

### 5.2.1 La validité des critères de conception et d'exploitation du réseau de répartition

Hydro-Québec définit ses critères de planification du réseau de répartition comme « [...] des énoncés qui servent de base à un jugement sur la qualité du réseau et sur la qualité de travaux nécessaires pour améliorer ce réseau lorsqu'une lacune a été identifiée. Les critères sont aussi implicites à la formulation des valeurs de l'entreprise quant à la qualité de service qu'elle désire offrir à ses abonnés. »

Les critères qui s'y appliquent concernent principalement les besoins prioritaires, le risque de perdre des équipements, la continuité de l'alimentation électrique et la capacité d'exploiter et de maintenir la stabilité du réseau. La plupart des grandes sociétés d'électricité utilisent des critères identiques<sup>104</sup>.

Au cours de la tempête de verglas, l'effondrement de plusieurs lignes de répartition a lourdement touché les réseaux situés sur la rive-sud du Saint-Laurent, depuis la frontière ontarienne jusqu'à Saint-Hyacinthe, et le long de l'Outaouais, dans la Gatineau. Dans bien des cas, toutes les lignes situées dans un même corridor ont été touchées<sup>105</sup> et plusieurs postes de répartition ont été complètement isolés, coupés de leurs sources d'alimentation.

À la base, les critères en vigueur ne prévoyaient aucune situation impliquant la perte de plus d'un élément, encore moins la perte de trois éléments dans un seul corridor ou la coupure totale d'alimentation dans plusieurs postes de répartition.

Par l'ampleur des dommages provoqués, la tempête de verglas a créé une situation excédant largement les critères de conception du réseau de répartition d'Hydro-Québec, critères qui correspondent pourtant aux normes reconnues au niveau national et international dans ce domaine. Dans son rapport au NPCC, Hydro-Québec reconnaît d'ailleurs que «... les conséquences de la tempête de verglas ont mis en lumière la nécessité de renforcer la sécurité d'alimentation électrique de la population touchée par les événements...»

Sans aucun doute le poste de répartition le plus durement touché par la tempête de verglas, celui de Saint-Césaire est alimenté par trois lignes à 230 kV longeant le même corridor et partant du même poste source, celui de Boucherville. Les trois lignes en place au moment de la tempête constituaient l'axe vital de l'alimentation de ce poste, configuration qui, en cas de bris, ne donnait pas de marge de manœuvre pour assurer une exploitation fiable du réseau de répartition de la Montérégie.

### 5.2.2 La validité des normes applicables au matériel et aux composantes

Pour que l'exploitation d'un réseau électrique soit fiable et efficace, il importe que les critères de conception correspondent à des exigences minimales et que les composantes utilisées répondent à des normes reconnues et appliquées selon des procédures éprouvées.

Les devis techniques d'Hydro-Québec correspondent à des normes et des guides recommandés par des organismes de normalisation réputés tels que l'Association canadienne de normalisation (CSA), l'*Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE), la Commission électrotechnique internationale (CEI) et l'Organisation internationale de normalisation (ISO). De plus, Hydro-Québec s'est dotée de normes internes pour son matériel ainsi que pour l'exploitation et l'entretien de ses réseaux.

---

104. Alan WYATT, *op. cit.*, note 54.

105. TransÉnergie, *op. cit.*, note 45.



La consultation du rapport des événements entourant la tempête du verglas permet de constater que la gestion du réseau de répartition s'est effectuée adéquatement, en cherchant à préserver ou à rétablir l'alimentation des postes par le recours à toutes sources disponibles. Dans les faits, TransÉnergie a parfois dû modifier des directives, avis ou consignes qui auraient pu entraver la reconstruction du réseau<sup>106</sup>, avec pour principe directeur de procéder aux interventions permettant de rétablir le courant chez le plus grand nombre d'abonnés.

### 5.2.3 La prévention des pannes

Plus de 75 lignes de répartition à 230 kV et 120 kV ont subi des défaillances durant la tempête de verglas.

Ces défaillances ont été provoquées par des contacts entre conducteurs et câbles de garde, le bris de pylônes ou de supports de bois, le bris d'isolateurs ou d'autres composantes. Certains problèmes de nature mécanique sont survenus très rapidement après le début de la tempête et pourraient découler de l'usure ou du vieillissement de certaines pièces.

Hydro-Québec affirme qu'elle n'a pas diminué l'entretien de ses installations au cours des dernières années. Cependant il n'a pas été possible pour la Commission de consulter les rapports sur l'inspection et l'entretien des lignes; elle ne peut donc confirmer ou infirmer l'hypothèse d'une maintenance insuffisante.

### 5.2.4 La sécurisation des postes de répartition

La Commission a pu se rendre compte de la vulnérabilité de certains postes de répartition en particulier ceux qui sont implantés en milieu urbain. En effet, alors que la plupart des postes récents ou refaits sont raisonnablement à l'abri de problèmes que pourraient causer des gens mal intentionnés, il a été observé que certains postes anciens n'ont pas une protection adéquate à cet égard.

Afin d'inciter Hydro-Québec à corriger ces situations jugées problématiques puisqu'elles concernent la sécurisation du réseau, des avis et recommandations ont été adressés aux organismes concernés.

L'architecture des réseaux de distribution est principalement conditionnée par la répartition géographique de la charge<sup>107</sup> et la conception des tels réseaux n'est pas soumise à des règles aussi précises que celles des réseaux de transport et de distribution.

Elle est néanmoins encadrée par un guide de construction du réseau aérien, édité par Hydro-Québec. Les différents chapitres de ce guide traitent surtout des principales composantes (support, conducteurs, appareillage, etc.) et des règles de sécurité à respecter.

---

106. Alan WYATT, *op. cit.*, note 54.

107. Hydro-Québec, *op. cit.*, note 36.

## 5.3 La performance des réseaux de distribution

### 5.3.1 L'implantation et la gestion des réseaux de distribution

Les normes de construction des réseaux de distribution varient en fonction des niveaux de tension et du type de réseau, selon qu'il soit urbain, rural ou mixte.

Ces réseaux se différencient par leur charge linéaire (en kVA/km), laquelle influence le choix du matériel, de l'appareillage et du système de protection, pour un niveau de tension donné. Les réseaux urbains à forte densité de charge seront généralement bouclés, comme ceux de type mixte d'ailleurs, alors qu'en milieu rural, dans la majorité des cas, les réseaux sont de configuration radiale.

Lors de la tempête de verglas, la remise en service des portions défaillantes du réseau de distribution s'est faite en trois étapes.

- La reconstruction des installations de distribution.
- La réalimentation du réseau de distribution par le réseau de répartition.
- Les procédures de remise en charge du réseau de distribution.

Le travail des équipes sur le terrain a été exécuté avec la préoccupation première de rétablir le service le plus rapidement possible tout en minimisant les conséquences pour les abonnés.

### SECTION 6

À la suite de la tempête de verglas, Hydro-Québec envisage plusieurs améliorations visant à renforcer ses réseaux et à éviter une répétition des événements qui s'en sont suivis.

Ces améliorations font l'objet de plusieurs projets, études et analyses susceptibles de déboucher sur des solutions viables. Cinq grands projets de réorganisation de son réseau de transport sont déjà en cours de réalisation.

1. Construction de la boucle à 735 kV de la Montérégie.
2. Construction de la boucle à 315 kV du centre-ville de Montréal.
3. Construction de la boucle à 315 kV de l'Outaouais et d'une interconnexion de 1 000 MW avec Ontario Hydro.
4. Construction de la ligne à 315 kV entre les postes Duvernay et Anjou.
5. Construction de 2 km de lignes à 315 kV pour relier le poste Jacques-Cartier aux lignes reliant les postes Leneuf et Neufchâtel au poste Laurentides.

Un autre projet de construction d'une nouvelle ligne à haute tension est à l'étude. Il vise une nouvelle interconnexion avec les États-Unis.

Par ailleurs, Hydro-Québec a annoncé son intention d'implanter des méthodes de déglacage de ses lignes à haute tension (120 kV et moins) de manière à pouvoir utiliser ces procédés dès l'hiver 1998-1999.

#### 6.1 La boucle montérégienne

Le projet de construction de la boucle montérégienne n'est pas vraiment nouveau, bien qu'il n'ait reçu l'approbation du Gouvernement que dans la foulée des mesures adoptées à la suite de la tempête de verglas. Les études d'ingénierie étant amorcées depuis déjà un certain temps, il pouvait connaître un démarrage rapide et des délais de réalisation relativement courts.

Ce projet comporte la construction, en trois étapes, d'environ 125 km de lignes à 735 kV et d'un nouveau poste de transformation 735kV/120 kV pour alimenter la Montérégie.

- Étape 1 (1998-1999) :  
construction de la ligne à 735 kV Des Cantons – Saint-Césaire et exploitation à 230 kV.
- Étape 2 (1999-2000) :  
construction de la ligne à 735 kV Hertel – Saint-Césaire et exploitation à 230 kV.
- Étape 3 (2000-2001) :  
mise en service du poste de la Montérégie à 735 kV et exploitation de la ligne Des Cantons – Hertel à 735 kV.

La ligne ainsi construite formera autour de la région une ceinture de lignes à 735 kV reliant déjà les postes Hertel, Nicolet et Des Cantons<sup>108</sup> de manière à :

- assurer une alimentation diversifiée de la Montérégie, autrement presque entièrement dépendante du poste Saint-Césaire et du poste Boucherville;
- permettre le transit d'une puissance de 2 000 MW afin de répondre à l'accroissement de la charge de cette région, pour plusieurs années;
- établir un troisième axe d'alimentation électrique pour le poste Hertel, par lequel transite une portion importante de l'électricité alimentant la charge du centre-ville de Montréal;
- consolider l'alimentation de la Montérégie.

Des objections à ce projet ont été soulevées en relation avec ses impacts sur l'environnement, notamment pour le tracé de la ligne.

## 6.2 La boucle du centre-ville de Montréal

La construction de la boucle à 315 kV du centre-ville de Montréal doit être réalisée en deux étapes<sup>109</sup>.

- **Étape 1 (1998-1999) :**  
démantèlement d'une partie des lignes à 120 kV entre les postes l'Aqueduc, Hadley et Atwater et construction d'une ligne à 315 kV entre les postes Aqueduc et Atwater.
- **Étape 2 (1999-2000) :**  
raccordement à 315 kV à la ligne Atwater – Viger et installation de la ligne souterraine à 120 kV entre les postes Hadley et Atwater.

---

108. TransÉnergie, *Le renforcement du réseau*, fascicule 98G071, Hydro-Québec, 4 p.; Renforcement du réseau, site Internet d'Hydro-Québec: [www.hydroquebec.com](http://www.hydroquebec.com); Hydro-Québec, Présentation à la Commission par M. André Caillé, Président-directeur général, octobre 1998.; TransÉnergie, Présentation à la Commission par M. Jacques Régis, Président, octobre 1998.; TransÉnergie, *La boucle montréalienne, Première étape, Ligne à 735 kV Des Cantons – Montérégie – Hertel: tronçon Des Cantons – Saint-Césaire, résumé des études de répercussions environnementales*, mai 1998, 9 p.; TransÉnergie, *La boucle montréalienne, tronçon Des Cantons – Saint-Césaire*, fascicule 98G167, avril 1998, 4 p.; TransÉnergie, *La boucle montréalienne, tronçon Hertel – Saint-Césaire*, fascicule 98G220, mai 1998, 4 p.

109. TransÉnergie, *Renforcement du réseau*, fascicule 98G071, d'Hydro-Québec, 4 p.; Renforcement du réseau, site Internet d'Hydro-Québec: [www.hydroquebec.com](http://www.hydroquebec.com); TransÉnergie, Présentation à la Commission par M. Jacques Régis, Président, octobre 1998.; TransÉnergie, *La boucle du centre-ville de Montréal, Première étape, Ligne à 315 kV Aqueduc – Atwater – Viger: tronçon Aqueduc – Atwater, Résumé des études de répercussions environnementales*, fascicule 98G315, 9 p.; Hydro-Québec, *Une nouvelle ligne à 315 kilovolts (kV) le long du canal de l'Aqueduc*, Info-Projet, no 1, mars 1998, 4 p. Hydro-Québec, *Projet de ligne à 315 kV Aqueduc – Viger – situation de projet*, 1 p.; Hydro-Québec, *Boucle du centre-ville de Montréal, Étape 1, Ligne à 315 kV Aqueduc – Atwater – Viger: tronçon Aqueduc – Atwater, Étude des répercussions environnementales*, mai 1998, 83 p.; Hydro-Québec, *Boucle du centre-ville de Montréal, Étape 2, Ligne à 315 kV Aqueduc – Atwater – Viger: raccords aux postes. – Ligne souterraine à 120 kV Hadley – Atwater, Étude des répercussions environnementales*, juillet 1998.

Par ce bouclage<sup>110</sup>, Hydro-Québec vise à :

- renforcer l'alimentation du centre-ville, en complétant la boucle à 315 kV entre les postes Aqueduc et Atwater;
- renforcer l'alimentation à 120 kV du poste Atwater, en exploitant à 120 kV un circuit de la nouvelle ligne biterne jusqu'au poste Atwater;
- accroître la fiabilité de la liaison à 120 kV entre les postes Atwater et Hadley, en remplaçant ce tronçon de ligne aérienne par une ligne souterraine.

Du point de vue de la Commission, bien que ce bouclage devrait améliorer l'alimentation du centre-ville de Montréal, la situation critique de l'alimentation de ce secteur durant la tempête de verglas a été causée par la perte des circuits 3044/3045 Hertel-Aqueduc et 3065/3066 Hertel-Viger, combinée à la perte de l'alimentation à 735 kV du poste Hertel. La sécurité d'alimentation du centre-ville restera donc dépendante d'un seul poste source, Hertel, et le bouclage n'y changera rien.

### 6.3 La boucle outaouaise

Dans le projet de la boucle outaouaise, une ligne à 315 kV d'une longueur d'environ 130 km, sera construite entre le poste Grand-Brûlé, près de Saint-Jovite, et le poste Vignan, près de Gatineau. Un nouveau poste à 315 kV viendra éventuellement se relier sur la ligne 3062/3063 entre les postes Chénier et Vignan. Ce dernier servira de point de départ pour l'interconnexion de 1 000 MW avec le réseau ontarien.

Ce projet doit être réalisé en trois étapes.

- Étape 1 (1998-1999) :  
construction d'un poste temporaire à 315/230 kV sur le site du futur poste Outaouais raccordé en dérivation sur la ligne Chénier-Vignan et d'une ligne à 230 kV reliant les réseaux québécois et ontarien.
- Étape 2 (1999-2000) :  
modifications aux postes Grand-Brûlé et Vignan et mise en service de la ligne à 315 kV Grand-Brûlé – Vignan.
- Étape 3 (2000-2001) :  
mise en service du poste permanent Outaouais et bouclage de la ligne Chénier – Vignan au poste Outaouais.

Dans une étape ultérieure, Hydro-Québec projette d'ajouter au poste Outaouais des équipements de transformation 315kV/500 kV et de construire une ligne de transport d'environ 20 km pour rejoindre une ligne à 500 kV faisant partie du réseau d'Ontario Hydro<sup>111</sup>. Cette nouvelle interconnexion aurait une capacité de 1 000 MW<sup>112</sup>.

---

110. TransÉnergie, *La boucle du centre-ville de Montréal, Première étape, Ligne à 315 kV Aqueduc – Atwater – Viger: tronçon Aqueduc – Atwater, Résumé des études de répercussions environnementales*, fascicule 98G315, 9 p.

111. Renforcement du réseau, site Internet d'Hydro-Québec: [www.hydroquebec.com](http://www.hydroquebec.com)

112. Ontario Hydro, *Ice Storm '98, A report on the electricity supply impacts of the January, 1998 ice storm in eastern Ontario*, 1<sup>er</sup> mai 1998, 147 p.

Hydro-Québec attribue les avantages suivants à ce projet :

- la nouvelle ligne à 230 kV, entre le poste temporaire Outaouais et Ontario Hydro, devrait permettre de disposer en urgence de 400 MW dans la région outaouaise, soit en provenance de la centrale de Beauharnois, soit en provenance du réseau d'Ontario Hydro ;
- la nouvelle ligne à 315 kV, entre les postes Grand-Brûlé et Vignan, viendrait diversifier et consolider l'alimentation de la région outaouaise ;
- le nouveau poste Outaouais consoliderait l'alimentation de la région tout en ajoutant un poste source capable de recevoir jusqu'à 1 000 MW en provenance du réseau ontarien.

Lors de la tempête de verglas, pour son alimentation en électricité, la région de l'Outaouais dépendait des deux circuits à 315 kV (3052 et 3053) entre les postes Chénier et Vignan. Du 8 au 22 janvier, la perte de ces deux circuits a forcé Hydro-Québec à détacher le sous-réseau de l'Outaouais de son réseau principal et à le rattacher au réseau ontarien, en utilisant des liens « fragiles » à 120 kV.

#### 6.4 La ligne Duvernay-Anjou

Au moment de la tempête de verglas, la construction d'une nouvelle ligne à 315 kV entre les postes Duvernay et Anjou faisait partie des projets d'Hydro-Québec depuis déjà plusieurs mois<sup>113</sup>. Le projet avait d'ailleurs été soumis au Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) en 1996 et il a été autorisé par décret du gouvernement du Québec en janvier 1998, dans le cadre des mesures adoptées à la suite de la tempête de verglas.

Le futur poste Anjou sera situé à proximité de l'intersection des lignes à 315 kV Duvernay – Notre-Dame et Duvernay – Charland.

Cette nouvelle ligne doit permettre de renforcer le réseau et de maintenir la qualité de service dans l'est de l'Île de Montréal où l'on prévoit un fort développement industriel et résidentiel au cours des prochaines années. De plus, avec ses postes affiliés et leurs circuits à 120 kV, elle doit permettre de disposer d'une alimentation alternative pour le centre-ville en situation d'urgence et de consolider ainsi le réseau de répartition qui dessert l'Île de Montréal.

#### 6.5 La consolidation du réseau de transport dans la région de Québec

La construction de 2 km de lignes à 315 kV<sup>114</sup> fermant la boucle entre les postes Laurentides, Neufchâtel, Leneuf et Jacques-Cartier vise à consolider l'alimentation électrique de la Ville de Québec.

Elle permettra de disposer d'une alimentation alternative aux postes Leneuf et Neufchâtel – postes qui desservent en partie la région de la capitale –, et d'augmenter de 500 MW le transit d'électricité dans le couloir Québec – Mauricie – Montréal.

---

113. Hydro-Québec, *op. cit.*, note 73. TransÉnergie, *op. cit.*, note 45. Renforcement du réseau, site Internet d'Hydro-Québec : [www.hydroquebec.com](http://www.hydroquebec.com)

114. TransÉnergie, *op. cit.*, note 45. Renforcement du réseau, site Internet d'Hydro-Québec : [www.hydroquebec.com](http://www.hydroquebec.com)

## 6.6 Une nouvelle interconnexion avec les États-Unis

Le projet de nouvelle interconnexion avec les États-Unis<sup>115</sup> est mis de l'avant par Hydro-Québec comme moyen d'obtenir une capacité additionnelle de l'ordre de 500 MW pour alimenter la boucle de transport haute tension de la Montérégie par le sud.

Du point de vue des spécialistes de la Commission, cette justification n'apparaît pas convaincante, compte tenu qu'il existe déjà dans cette région deux interconnexions qui pourraient apporter ce support en cas de besoin. L'interconnexion avec NEPOOL pourrait être modifiée pour fournir à elle seule ces 500 MW. De plus, une modification de l'interconnexion avec le Vermont (VELCO) pourrait porter la capacité d'importation au même niveau que la capacité d'exportation, soit 223 MW. La capacité d'importation déclarée de cette interconnexion s'élève actuellement à 170 MW.

Par ailleurs, cette interconnexion pourrait vraisemblablement être mise à contribution dans le contexte de l'exportation d'une partie de l'énergie provenant du futur développement des centrales du Bas-Churchill.

## 6.7 Le déglacage des lignes

Le déglacage des conducteurs et des fils de garde constitue une mesure efficace pour empêcher ou à tout le moins limiter les dommages sur les réseaux électriques en cas de verglas.

Depuis de nombreuses années, diverses méthodes de déglacage sont utilisées<sup>116</sup>, avec succès, par plusieurs sociétés d'électricité. On peut regrouper les techniques disponibles en trois catégories, à savoir :

- les méthodes thermiques;
- les méthodes mécaniques;
- les méthodes passives.

Une analyse détaillée est présentée en annexe. Compte tenu de l'intérêt soulevé par ces techniques à l'occasion des audiences publiques de la Commission et pour prendre en considération les déclarations récentes d'Hydro-Québec à ce sujet, l'évaluation de la pertinence de leur utilisation s'impose.

### Les méthodes thermiques

Le recours à des méthodes thermiques implique l'apport d'énergie pour fondre la glace. Leur utilisation est bien établie et de telles techniques peuvent être considérées comme efficaces.

Dans ce domaine, l'expérience de Manitoba Hydro constitue en quelque sorte une référence. Cette société d'électricité utilise depuis plus de 20 ans la méthode du court-circuit contrôlé qui consiste à isoler temporairement les charges et à dévier le courant vers une

---

115. Renforcement du réseau, site Internet d'Hydro-Québec: [www.hydroquebec.com](http://www.hydroquebec.com)

116. J.-L. LAFORTE, M.-A. ALLAIRE et D. ASSELIN. *État-de-l'art du déglacage des conducteurs et des câbles aériens*. Groupe de Recherche en Ingénierie de l'Environnement atmosphérique, UQAC, décembre 1994, 107 p.; J.L. LAFORTE, M.A. ALLAIRE, et J. LAFLAMME «State-of-the-art on power line de-icing» dans *Atmospheric Research*, vol. 46 (1998), p. 143-158.

impédance contrôlant le courant de court-circuit requis pour faire fondre la glace. Bien qu'elle nécessite un niveau d'énergie élevé, la méthode a démontré son efficacité.

En pratique toutefois, diverses difficultés ont freiné le déploiement systématique de telles méthodes. La longueur et la configuration du réseau, l'importance des modifications à y apporter pour être en mesure de le sectionner pour l'opération du déglacage, l'acheminement de l'énergie nécessaire à la fonte de la glace sur la section de ligne ciblée pour l'intervention dans un contexte de gestion du réseau déjà déstabilisé par l'événement météorologique, sont autant d'obstacles à la large diffusion de la technique. Par ailleurs, il est problématique d'envisager utiliser des méthodes thermiques pour déglacer les câbles de garde puisqu'il faudrait revoir leur appareillage de manière à pouvoir les isoler par section et les alimenter.

### **Les méthodes mécaniques**

Les méthodes mécaniques les plus prometteuses sont encore essentiellement expérimentales.

Par exemple, des chercheurs de l'Université du Québec à Chicoutimi en collaboration avec Hydro-Québec ont développé une méthode connue sous le nom de EIDI, acronyme de *Electro Impulse De-Icing*. Cette méthode consiste à insérer deux paires de conducteurs isolés, placées aux extrémités des conducteurs de phase et, en faisant circuler une impulsion de courant dans chaque paire de conducteurs isolés, on provoque un déplacement mécanique élastique qui rompt le manteau de glace autour du conducteur. La méthode EIDI serait plus facilement applicable dans le cas des nouvelles lignes, puisqu'il est alors plus aisé d'insérer les paires de conducteurs isolés lors de la mise en place initiale des conducteurs de phase. Cette méthode a fait l'objet d'une démonstration pour le déglacage de haubans et s'est révélée efficace dans ce cas. Par ailleurs, l'application de cette technique sur des conducteurs et des fils de garde serait sans doute relativement complexe et coûteuse.

D'autres techniques plus rudimentaires pour briser les accumulations de verglas – comme l'a été l'opération (largement télédiffusée en janvier 1998) de largage de bûches sur des câbles de garde, ou la traîne par un véhicule tout-terrain de laisses de câbles pour arracher le manchon – sont vouées, pour des raisons évidentes, à demeurer plus pittoresques que d'usage courant.

### **Les méthodes passives**

Les méthodes passives qui visent pour les principales d'entre elles à soulager les pylônes en cas de surcharge de glace et non pas à « déglacer » par un mécanisme de fusible approprié sont utilisées par diverses sociétés de transport d'énergie, telles que Newfoundland Labrador Hydro, EDF parmi d'autres. Leur utilisation encore très limitée ne permet pas de tirer des conclusions quant à leur potentiel éventuel. Le concept est simple. Le verglas n'est pas éliminé. Par contre, les dommages éventuels sont circonscrits et la période de rétablissement est réduite de manière très appréciable. Un effort de recherche et développement permettrait sans aucun doute à Hydro-Québec d'adapter de tels concepts à un usage axé sur le grand réseau de transport en territoires publics et dans les régions inhabitées. Il ne faut toutefois pas perdre de vue qu'il s'agira d'un pis-aller qui ne confèrera jamais la sécurité d'un renforcement mécanique des lignes.

En somme, la Commission doit conclure qu'il serait malencontreux de faire croire à la population que le déglacage est la solution au problème du verglas sur les lignes d'Hydro-Québec. L'utilisation plus généralisée de ces techniques nécessitera encore beaucoup de recherche. Au mieux peut-on envisager d'ici quelques années que le déglacage thermique puisse devenir une solution ponctuelle à une section du réseau qui ne peut être renforcée par des méthodes plus conventionnelles.



## 6.8 L'augmentation de la «robustesse» des réseaux

Hydro-Québec envisage aussi d'entreprendre des études, des analyses et des recherches sur l'amélioration de la robustesse électrique de ses réseaux<sup>117</sup>.

Parmi la dizaine de pistes de recherche considérées, certaines apparaissent particulièrement prometteuses.

- Implantation de lignes de transport dites «stratégiques» dont la robustesse structurale serait meilleure, ce qui permettrait de résister à des charges climatiques supérieures à celles de la norme appliquée normalement.
- Renforcement de l'alimentation électrique de Montréal à partir de la centrale de Beauharnois.
- Renforcement des lignes en reconstruction et resserrement des critères de solidité des nouvelles lignes.

---

117. Hydro-Québec, *op. cit.*, note 24.

### SECTION 7

À la suite de la tempête de verglas, plusieurs solutions ont été suggérées à la Commission par des individus et des organismes, lors de ses audiences ou par l'intermédiaire des médias.

#### 7.1 L'alimentation du centre-ville par la centrale de Beauharnois

L'alimentation du centre-ville de Montréal pourrait être mieux assurée en modifiant le réseau de lignes venant de la centrale de Beauharnois, laquelle a une capacité de 1675 MW et est située à quelque 25 kilomètres de Montréal.

Présentement, une partie de la production de cette centrale est dirigée vers NYPA, via le poste de Chateauguay et la ligne à 765 kV (7040), et vers l'Ontario par des lignes à 230 kV (B5D et B31L). Le reste de la production sert à l'alimentation de la région de Valleyfield et du sud-ouest de Montréal par des lignes à 120 kV (1256 et 1257) allant vers les postes Île Perrot et Baie d'Urfé et d'autres lignes à 120 kV (1201 et 1202) allant vers le poste Aqueduc.

Il a été proposé de démanteler ces deux dernières lignes à 120 kV et de les remplacer par une ligne biterne à 315 kV afin de renforcer l'alimentation du centre-ville en procurant ainsi une source indépendante du poste Hertel.

Bien qu'elle présente certaines difficultés comme des ajustements techniques à la centrale et l'élargissement de l'emprise des lignes existantes, cette suggestion mérite d'être sérieusement considérée.

#### 7.2 L'alimentation de la Montérégie à partir des postes Hertel et Hériot

L'alimentation alternative de la Montérégie serait possible à partir des postes Hertel et Hériot.

Ce projet, réalisable en trois parties, impliquerait en premier lieu le démantèlement de la ligne biterne (1193/1221) à 120 kV entre les postes Hertel et Richelieu et son remplacement par une ligne biterne à 315 kV; les lignes actuelles (1193/1221) partent du poste Laprairie et passent à proximité du poste Hertel. En second lieu, l'alimentation des postes L'Acadie et Richelieu devrait être modifiée et un nouveau poste à 315 kV devrait être construit. En dernier lieu, l'emprise de l'ancienne ligne devrait sans doute être élargie, pour accommoder la nouvelle ligne à 315 kV.

Sa réalisation impliquerait la construction d'une section de ligne biterne à 315 kV au-dessus de la rivière Richelieu, jusqu'au poste Iberville. Ce dernier devrait être modifié en fonction d'un niveau de tension de 315 kV. Par ailleurs, il faudrait démanteler la ligne biterne à 120 kV (1424 et 1425) et la remplacer par une ligne biterne à 315 kV, en modifiant la largeur d'emprise, et effectuer les modifications exigées par le nouveau niveau de tension au poste Saint-Césaire.

La deuxième partie de ce projet impliquerait aussi de nombreuses autres modifications.

- Démantèlement des lignes à 120 kV 1180/1181 et 1420 entre les postes Saint-Césaire et Hériot.
- Alimentation temporaire des postes Casavant, Sainte-Rosalie et Saint-Dominique et nouvelle alimentation permanente.
- Construction d'une nouvelle ligne biterne à 230 kV de plus de 100 km entre les postes Nicolet, Hériot et Saint-Césaire.
- Addition de transformation additionnelle 735/230 kV au poste Nicolet et 230/120 kV au poste Saint-Césaire.

Cette solution apparaît techniquement réalisable mais elle ne rencontre pas les objectifs de renforcement de l'alimentation du centre-ville de Montréal et de la Montérégie. De plus, elle n'offre qu'une solution à court terme pour l'alimentation de la Montérégie alors que la boucle montérégienne implantée par Hydro-Québec amènera un apport additionnel de 2 000 MW dans cette région.

### 7.3 L'augmentation des capacités de transit des lignes à haute tension

L'utilisation d'un système appelé Régulateur de puissance intégré (RPI) a aussi été proposée. Il s'agit d'un système encore à l'état expérimental qui vise à augmenter la capacité de transit des lignes.

Bien qu'un tel système permette d'accroître la capacité de transport des lignes, il n'aurait pas été utile lors du sinistre du verglas: les problèmes rencontrés dépendaient de la défaillance des lignes et non de leur capacité de transit.

### 7.4 Les centrales de cogénération et la production localisée d'électricité

La production localisée ou décentralisée d'électricité, dans des installations de taille réduite et dispersées sur le territoire, a également été proposée comme élément de solution dans l'éventualité de pannes majeures sur le réseau d'Hydro-Québec.

Ainsi, les centrales de cogénération<sup>118</sup>, dont plusieurs existent déjà dans diverses régions du Québec, peuvent contribuer à alimenter des quartiers ou des régions. Ce fut notamment le cas à Kingsey Falls, lors de la tempête de verglas, grâce à la centrale de cogénération au gaz naturel (30 MW) de Boralex, filiale énergétique de la compagnie Cascades.

D'autres installations de production d'énergie comme les turbines à gaz, les petites centrales hydroélectriques, les centrales éoliennes<sup>119</sup> ou, éventuellement, les centrales de piles à combustible pourraient aussi contribuer à assurer l'alimentation électrique de communautés se trouvant coupées du réseau d'Hydro-Québec.

---

118. Centrales énergétiques produisant à la fois de l'électricité et de la chaleur, généralement de la vapeur utilisable par des industries comme celles des pâtes et papiers, par exemple. Les centrales de cogénération actuellement en opération au Québec représentent une puissance combinée d'environ 150 MW: 89,4 MW à partir de biomasse forestière, 28 MW à partir de déchets et 30 MW à partir de gaz naturel.

119. Un parc éolien, d'une puissance nominale de 100 MW, est en cours d'installation en Gaspésie.

Bien que de telles installations ne puissent, par leur nature même, qu'apporter des contributions localisées, elles n'en représentent pas moins des éléments de solution intéressants pour les communautés qu'elles sont en mesure d'approvisionner en cas de sinistre.

## 7.5 Le déglacement d'un conducteur par courant électrique

Durant les audiences, la Commission a pu assister à une démonstration de réchauffement d'un câble électrique au moyen d'un courant continu produit par un accumulateur de 12 volts pour automobile. Bien que cette démonstration soit intéressante, la transposition de ce principe à un conducteur de réseau électrique comporte plusieurs contraintes dont l'intensité du courant, le calibre et la longueur du conducteur, donc la possibilité d'isoler et de sectionner des portions de lignes entre deux postes. La méthode de déglacement thermique utilisée au Manitoba depuis quelques décennies est en fait une application de ce principe appelé «l'effet Joule<sup>120</sup>».

### Constats

À la suite de l'examen du dossier des effets du sinistre du verglas sur les réseaux d'Hydro-Québec, la Commission en arrive aux grandes constatations suivantes.

#### La vulnérabilité du réseau d'Hydro-Québec

- La configuration particulière du réseau de transport d'Hydro-Québec le rend vulnérable à des événements climatiques et des phénomènes électriques qui peuvent interrompre le fonctionnement et provoquer des pannes majeures.
- Les devis techniques d'Hydro-Québec correspondent à des normes et des guides recommandés par des organismes de normalisation réputés. Hydro-Québec s'est aussi dotée de normes internes pour son matériel ainsi que pour l'exploitation et l'entretien de ses réseaux.
- La tempête de verglas a créé une situation excédant parfois les critères de conception du réseau d'Hydro-Québec.
- Dans son rapport au NPCC, Hydro-Québec reconnaît d'ailleurs que «... les conséquences de la tempête de verglas ont mis en lumière la nécessité de renforcer la sécurité d'alimentation électrique de la population touchée par les événements...».

À titre d'exemple, le poste de Saint-Césaire, sans doute le poste de répartition le plus durement touché par la tempête de verglas, est alimenté par trois lignes à 230 kV longeant le même corridor et partant du même poste source, celui de Boucherville. Les trois lignes en place au moment de la tempête constituaient l'axe vital de l'alimentation de ce poste, configuration qui, en cas de bris, ne donnait pas de marge de manœuvre pour assurer une exploitation fiable du réseau de répartition de la Montérégie.

De même, le bouclage du centre-ville de Montréal proposé par Hydro-Québec ne s'appuie que sur un seul poste source, soit le poste Hertel. Cette dépendance n'est pas souhaitable.

---

120. J.-L. LAFORTE, M.-A. ALLAIRE et D. ASSELIN, *État-de-l'art du déglacement des conducteurs et des câbles aériens*, Groupe de Recherche en Ingénierie de l'Environnement atmosphérique, UQAC, décembre 1994, 107 p.; J.L. LAFORTE, M.A. ALLAIRE, et J. LAFLAMME «State-of-the-art on power line de-icing» dans *Atmospheric Research*, vol. 46 (1998), p. 143-158.

- L'absence de lignes stratégiques garantissant une plus grande fiabilité d'alimentation a fait que de nombreuses pertes de lignes de transport et de répartition ont privé des régions entières d'électricité.
- Par ailleurs, surtout dans les milieux ruraux, les réseaux de distribution sont exploités en mode radial, sans possibilité de relève. Or, si les artères de distribution disposaient de voies de « contournement » ou de relève, on pourrait améliorer la continuité du service.
- Les réseaux de distribution d'Hydro-Québec sont, à près de 90 %, de type aérien. Ce type de réseau est vulnérable aux intempéries et difficile à protéger contre les effets du climat.

### **La gestion du réseau**

- Les automatismes et les procédures prévus par Hydro-Québec et une gestion efficace par le Centre de conduite du réseau ont permis d'en préserver l'intégrité. Ainsi, malgré la sévérité des événements, on n'a pas subi une panne généralisée et les abonnés des régions non touchées par le verglas n'en ont pas ressenti les effets bien que, dans les zones sinistrées, des pannes aient été durement et longuement ressenties par un grand nombre de personnes.
- Malgré la sévérité sans précédent de la tempête de verglas, le réseau à 735 kV a résisté et gardé son synchronisme. Cette bonne tenue est sans doute le résultat d'efforts déployés par Hydro-Québec au cours des dernières années visant l'amélioration de la fiabilité électrique de son réseau, notamment en ce qui concerne de nouveaux critères de planification et d'interventions en cas d'événements sévères.
- Hydro-Québec a en effet adopté des critères et s'est dotée de programmes visant à renforcer le réseau de transport, à augmenter sa fiabilité et sa capacité de transit, à réduire le nombre de pannes et à permettre une bonne utilisation des interconnexions avec les réseaux voisins.
- Ces critères correspondent cependant uniquement à des aspects d'exploitation sous des conditions normales, dans le cas où l'une des pièces d'équipement ou l'une des installations est défaillante.

Ils ne prennent aucunement en compte les conditions qui peuvent survenir lorsque plus d'un élément du réseau est défaillant ou soumis à des conditions extrêmes, comme celles survenues lors de la tempête de verglas.

- En situation d'urgence, contrairement aux mesures appliquées dans la conduite du réseau, celles qui concernent les aspects physiques des équipements et des infrastructures ne comportent pas d'intervention visant à prévenir ou à limiter les dommages. Ces mesures, de nature corrective, s'attachent surtout à la réparation et à la reconstruction des composantes endommagées ou détruites et à la définition des responsabilités et des champs de compétence des intervenants.

### **Le recours aux interconnexions**

- Avant la tempête de verglas, la capacité d'exportation d'Hydro-Québec n'était pas utilisée à son maximum et, à certains moments, des interconnexions servaient à importer de l'électricité. Cela est conforme à l'approche d'Hydro-Québec concernant l'utilisation des interconnexions comme instrument d'échange entre les réseaux voisins, permettant aussi bien l'importation que l'exportation d'énergie.

- Les interconnexions apportent une sécurité accrue. Cependant, la Commission s'interroge sur le lien annoncé de 500 MW avec les États-Unis, via la Montérégie. En effet, il existe déjà des capacités d'interconnexion qui pourraient répondre aux besoins futurs en matière d'exportation d'électricité.
- Par ailleurs, dans le cas de certaines interconnexions, on observe que la capacité d'importation est plus faible que la capacité d'exportation, laquelle est parfois nulle.

### **Les dommages constatés**

- Dans les régions sinistrées, dès les premiers jours de la tempête, le réseau de transport à 735 kV a subi d'importants contrecoups et certains circuits n'ont pu être remis en service avant une quinzaine de jours.

Ainsi, sur les six premières lignes à 735 kV qui ont déclenché, aucune n'a pu être remise en service avant plus d'une dizaine de jours et l'une d'elle est demeurée hors-service au-delà d'un mois.

- Plus de 75 lignes de répartition à 230 kV et 120 kV ont subi des défaillances provoquées par des contacts entre conducteurs et câbles de garde, le bris de pylônes ou de supports de bois, le bris d'isolateurs ou d'autres composantes.

Certains problèmes de nature mécanique sont survenus très rapidement après le début de la tempête et pourraient dépendre de l'usure ou du vieillissement de quelques pièces qui auraient pu être inspectées et remplacées dans le cadre d'un programme d'entretien préventif.

- Dans le réseau de distribution, les sections où les dommages ont été les plus marqués sont situées dans les axes d'exposition aux vents transversaux et dans les zones rurales en bordure des routes. Les bris majeurs des réseaux de distribution ont généralement été beaucoup moins importants dans les agglomérations, grâce à la protection du vent offerte par les maisons.

Le nombre de poteaux remplacés a été estimé à plus de 16 000, soit environ 2 % du nombre total de poteaux présents dans les secteurs affectés. En milieu rural, à l'intérieur du «triangle de glace», entre 15 et 20 % des poteaux ont dû être remplacés.

Quant aux conducteurs, les bris les plus fréquents se sont produits sur ceux de petits diamètres. À titre d'exemple, avec plus de 25 mm de glace – d'épaisseur radiale équivalente –, les conducteurs 6CW et 2 ACSR, qui ont respectivement 4,1 mm et 7,3 mm de diamètre nominal, ont représenté 96 % des bris de câbles.

- Hydro-Québec affirme qu'elle n'a pas diminué l'entretien de son réseau au cours des dernières années. Il n'a cependant pas été possible pour la Commission de consulter les rapports sur l'inspection et l'entretien des lignes et elle ne peut confirmer ou infirmer l'hypothèse d'une maintenance insuffisante.
- L'encadrement des activités de maintenance n'exige pas de produire un rapport faisant le bilan des interventions effectuées. Chaque intervention de maintenance est simplement consignée dans une banque de données, ce qui ne permet pas d'évaluer l'efficacité des interventions, d'identifier les causes des dégradations et des défaillances des équipements et du matériel et d'améliorer les programmes d'entretien.

### **La réparation des dommages et la remise en état du réseau**

- En vue de la remise en état du réseau, sa gestion a été faite adéquatement, en cherchant à préserver ou à rétablir l'alimentation des postes par le recours à toute source disponible. Dans les faits, TransÉnergie a parfois dû modifier des directives, des avis ou des consignes qui auraient pu entraver la reconstruction du réseau tout en gardant pour principe directeur de procéder aux interventions permettant de rétablir le courant chez le plus grand nombre d'abonnés.
- Le travail des équipes sur le terrain a été exécuté avec la préoccupation première de rétablir le service le plus rapidement possible en minimisant les conséquences pour les abonnés.
- La rapidité avec laquelle Hydro-Québec a réussi à rétablir les lignes névralgiques de son réseau de transport serait liée en partie au fait qu'elle a pu compter sur les services des Forces armées canadiennes pour ouvrir les accès aux lignes endommagées, des fournisseurs pour obtenir le matériel en rupture de stock, et des entrepreneurs pour suppléer au manque de ressources humaines et matérielles.  
De plus, bien qu'il n'existe aucun plan formel d'appel à leur aide et d'allocation de telles ressources, plusieurs sociétés d'électricité des autres provinces canadiennes et des États-Unis ont aussi fourni des ressources humaines et matérielles pour aider à ramener la situation à la normale.
- Par ailleurs, selon les informations obtenues, il semble qu'Hydro-Québec ne possédait pas de pylônes d'acier en réserve pour la reconstruction des lignes à 120 kV.

### **Les éléments de solution et les améliorations projetées**

À la suite de la tempête de verglas, Hydro-Québec envisage plusieurs améliorations visant à renforcer ses réseaux et à éviter une répétition des événements qui s'en sont suivis.

- Le projet de construction de la boucle montréalaise est de nature à diversifier et à consolider l'alimentation électrique de la Montérégie, autrement presque entièrement dépendante du poste Saint-Césaire et du poste Boucherville.  
Les objections entendues sur ce projet sont reliées aux impacts sur l'environnement, notamment pour le tracé de la ligne.
- La construction de la boucle à 315 kV du centre-ville de Montréal vise à renforcer l'alimentation électrique de ce secteur.  
Du point de vue de la Commission, bien que ce bouclage puisse permettre d'en améliorer l'alimentation, la situation critique du centre-ville durant la tempête de verglas, causée par la perte des circuits 3044/3045 Hertel-Aqueduc et 3065/3066 Hertel-Viger, combinée à la perte de l'alimentation à 735 kV du poste Hertel, reste dépendante d'un seul poste source, Hertel, et le bouclage ne changera pas cette situation.
- Le projet de la boucle outaouaise vient diversifier et consolider l'alimentation de cette région sur la base d'une interconnexion (de 1000 MW) avec le réseau ontarien. Il présente aussi de l'intérêt du point de vue des échanges bidirectionnels que ce type de lien permet entre réseaux voisins.
- La construction d'une nouvelle ligne à 315 kV entre les postes Duvernay et Anjou est de nature à renforcer le réseau et à maintenir la qualité de service dans l'est de l'Île de Montréal où l'on prévoit un fort développement industriel et résidentiel au cours des prochaines années.

Avec ses postes affiliés et leurs circuits à 120 kV, cette ligne pourra constituer une alimentation alternative pour le centre-ville en situation d'urgence et consolider ainsi le réseau de répartition qui dessert l'Île de Montréal.

- La construction de 2 km de lignes à 315 kV fermant la boucle entre les postes Laurentides, Neufchâtel, Leneuf et Jacques-Cartier vise à consolider l'alimentation électrique de la ville de Québec.

Elle permettra de disposer d'une alimentation alternative aux postes Leneuf et Neufchâtel – postes qui desservent en partie la région de la capitale –, et d'augmenter de 500 MW le transit d'électricité dans le couloir Québec – Mauricie – Montréal.

- Le projet d'une nouvelle interconnexion avec les États-Unis est mis de l'avant par Hydro-Québec comme moyen d'obtenir une capacité additionnelle de l'ordre de 500 MW pour alimenter la boucle de transport haute tension de la Montérégie par le Sud.

Du point de vue des spécialistes de la Commission, cette justification n'apparaît pas convaincante, compte tenu qu'il existe déjà dans cette région deux interconnexions qui pourraient apporter ce support en cas de besoin.

- Le déglçage des conducteurs et des fils de garde constitue une mesure efficace pour empêcher ou, à tout le moins, limiter les dommages sur les réseaux électriques en cas de verglas.

Diverses méthodes de déglçage sont utilisées avec succès, depuis de nombreuses années, par plusieurs sociétés d'électricité. Dans ce domaine, l'expérience de Manitoba Hydro constitue en quelque sorte une référence. Cette société d'électricité utilise depuis plus de 20 ans la méthode du court-circuit contrôlé, qui consiste à isoler temporairement les charges et à dévier le courant vers une impédance contrôlant le courant de court-circuit requis pour faire fondre la glace. Bien qu'elle nécessite un niveau d'énergie élevé, cette méthode a démontré son efficacité.

Par ailleurs, des chercheurs de l'Université du Québec à Chicoutimi en collaboration avec Hydro-Québec ont développé une méthode connue sous le nom de EIDI, acronyme de *Electro Impulse De-Icing*. Cette méthode a fait l'objet d'une démonstration pour le déglçage de haubans et s'est révélée efficace dans ce cas. Cependant, l'application de cette technique sur des conducteurs et des fils de garde serait sans doute relativement complexe et coûteuse.

- Hydro-Québec envisage aussi d'entreprendre des études, des analyses et des recherches sur l'amélioration de la robustesse électrique de ses réseaux.

Parmi la dizaine de pistes de recherche considérées, certaines apparaissent particulièrement prometteuses.

- Implantation de lignes de transport dites «stratégiques» dont la robustesse structurale serait meilleure, ce qui permettrait de résister à des charges climatiques supérieures à celles de la norme appliquée normalement.
- Renforcement de l'alimentation électrique de Montréal à partir de la centrale de Beauharnois.
- Renforcement des lignes en reconstruction et resserrement des critères de solidité des nouvelles lignes.



Plusieurs suggestions ont aussi été faites à la Commission par des individus et des organismes, lors de ses audiences ou par l'intermédiaire des médias.

- Une meilleure alimentation du centre-ville de Montréal par la modification des lignes venant de la centrale de Beauharnois.

Malgré des difficultés techniques importantes, cette suggestion mérite d'être sérieusement considérée.

- L'alimentation alternative de la Montérégie à partir des postes Hertel et Hériot.  
Ce projet, bien que techniquement réalisable, ne rencontre pas les objectifs de renforcement de l'alimentation du centre-ville de Montréal et de la Montérégie. De plus, il n'offre qu'une solution à court terme pour l'alimentation de la Montérégie.

- L'utilisation d'un système appelé Régulateur de puissance intégré (RPI) afin d'augmenter la capacité de transit des lignes.

Un tel système n'aurait cependant pas été d'une grande utilité lors du sinistre du verglas, les problèmes vécus étaient liés à la défaillance des lignes et non à leur capacité de transit.

- La production localisée ou décentralisée d'électricité, dans des installations de taille réduite et dispersées sur le territoire, a également été proposée comme élément de solution dans l'éventualité où il y aurait des pannes majeures sur le réseau d'Hydro-Québec.

Ainsi, les centrales de cogénération, dont plusieurs existent déjà dans diverses régions du Québec, peuvent contribuer à alimenter des quartiers ou des régions. Ce fut notamment le cas à Kingsey Falls, lors de la tempête de verglas, grâce à la centrale de cogénération au gaz naturel (30 MW) de Boralex, filiale énergétique de la compagnie Cascades.

D'autres installations de production d'énergie comme les turbines à gaz, les petites centrales hydroélectriques, les centrales éoliennes ou, éventuellement, les centrales de piles à combustible pourraient aussi contribuer à assurer l'alimentation électrique de communautés se trouvant coupées du réseau d'Hydro-Québec.

Par leur nature même, de telles installations ne peuvent qu'apporter des contributions localisées. Elles n'en représentent pas moins des éléments de solution intéressants pour les communautés qu'elles sont en mesure d'approvisionner en cas de sinistre.

### **Les rebranchements et le rétablissement du courant**

Par ailleurs, en matière de procédures et de modalités de rétablissement du courant à la suite des pannes provoquées par le verglas, la Commission en arrive aux constatations suivantes.

- La gestion d'une situation d'urgence impliquant plus d'une unité d'affaire d'Hydro-Québec a été problématique en raison des difficultés causées par leur cloisonnement.
- Les priorités de rebranchement prévues dans les scénarios existants ont dû être reconsidérées pour tenir compte des contraintes et des besoins provoqués par une panne d'une ampleur imprévisible.
- La non-concordance entre le découpage des régions administratives selon les règles gouvernementales face à l'organisation et aux subdivisions du réseau d'Hydro-Québec entraîne d'importantes difficultés pour les échanges d'information et les communications en situation d'urgence.

## **bibliographie**

## Audiences publiques, comptes rendus et mémoires

---

Les références bibliographiques des travaux de la Commission scientifique et technique comprennent les mémoires, avis écrits et comptes rendus des audiences publiques. La liste des personnes et des organisations ayant contribué aux travaux de la Commission en participant aux audiences publiques ou en acheminant un mémoire ou autre écrit est publiée à la fin de ce volume.

## Documents d'Hydro-Québec

---

*Rétablissement temporaire de l'alimentation des clients.* 28 septembre 1998, 4 pages.

*Données générales sur le réseau de distribution, Territoires: Île de Montréal, Laurentides et Richelieu.* 22 septembre 1998, 1 page.

*État du réseau avant la tempête du 5 janvier 1998.* 22 septembre 1998, 5 pages.

*Verglas 1998 – Observations sur le réseau qui a tenu.* 22 septembre 1998, 31 pages.

*Organisation mise en place pour la remise en service des équipements endommagés de transport et de distribution.* 6 août 1998, 5 pages.

*Encadrements régissant les mesures d'urgence en fonction de la remise en état des lignes de transport et de répartition.* 4 août 1998, 2 pages.

*Boucle du centre-ville de Montréal, Étape 2, Ligne à 315 kV Aqueduc – Atwater – Viger: raccordements aux postes. – Ligne souterraine à 120 kV Hadley – Atwater, Étude des répercussions environnementales.* Juillet 1998.

*Duvernay – Anjou, Le point sur la ligne.* Info-Projet, no 2, juin 1998, 4 pages.

*Bilan de puissance prévue à la pointe hebdomadaire, préparé le 02/01/98 pour la semaine du 04/01/98.* 25 mai 1998, 1 page.

*Impacts sur le réseau des tempêtes de verglas passées/lignes.* Direction Expertise et support technique de transport, 25 mai 1998, 2 pages.

*Impacts sur le réseau des tempêtes de verglas passées/postes.* Direction Expertise et support technique de transport, 25 mai 1998, 1 page.

*Notification des événements graves.* Direction Contrôle des mouvements d'énergie, 1<sup>er</sup> mai 1998, 2 pages.

*Liste des guides d'entretien pour des réseaux de distribution.* 13 mai 1998, 8 pages.

*Liste des règles d'exploitation de téléconduite/CER.* 13 mai 1998, 19 pages.

*Réserves d'exploitation (directive d'exploitation 3-31-99-D-001).* Direction Contrôle des mouvements d'énergie, 1<sup>er</sup> mai 1998, 8 pages.

*Réserves d'exploitation (renseignement d'exploitation 3-31-99-R-001).* Direction Contrôle des mouvements d'énergie, 1<sup>er</sup> mai 1998, 8 pages.

*Boucle du centre-ville de Montréal, Étape 1, Ligne à 315 kV Aqueduc – Atwater – Viger: tronçon Aqueduc – Atwater, Étude des répercussions environnementales.* Mai 1998, 83 pages.

*Duvernay – Anjou, Une nouvelle ligne pour renforcer le réseau...* Info-Projet, no 1, mai 1998, 4 pages.

*Plan d'urgence de rétablissement de service (PURS).* Mai 1998.

*Inventaire des lignes endommagées, territoire ouest.* 23 mars 1998, 5 pages.

*Programme d'Amélioration de la Qualité de Service 1, PAQS 1 – Objectif/Impact du PAQS sur la qualité de service.* Mars 1998, 33 pages.

*Une nouvelle ligne à 315 kilovolts (kV) le long du canal de l'Aqueduc.* Info-Projet, no 1, mars 1998, 4 pages.

*Schéma du plan du réseau de transport avec écoulement de puissance prévu pour la pointe de charge de 1997-1998.* 9 février 1998, 1 page.

*Verglas 1998 – Observations,* 30 septembre 1998, 56 pages.

*Conditions d'alerte (météo et feu de forêt), (GEN-D-52).* Direction Contrôle des mouvements d'énergie, 8 septembre 1997, 6 pages.

*Règles régissant les travaux sous tension.* AP-LA-N020, 14 février 1997.

*Règles régissant l'outillage utilisé en travaux sous tension.* AP-LA-N030, 14 février 1997.

*Plan de remise en charge du réseau.* Janvier 1997, 8 pages.

*Guide d'application des critères de planification du réseau de répartition.* Direction Planification du transport, Vice-présidence Réseaux, août 1996, 47 pages.

*Fréquence et critères des activités de maintenance des lignes aériennes de transport et de répartition.* AP-LA-N001, 19 juin 1996, 7 pages.

*Inspection détaillée des lignes de transport.* AP-LA-N005, 19 juin 1996, 7 pages.

*Visite des lignes de transport.* AP-LA-N004, 19 juin 1996, 10 pages.

*Normes de construction – Réseau aérien, B.41.11. Édition 1996, 200 pages.*

*Plan d'urgence – Lignes de transport et de répartition aériennes. Direction Maintenance des Équipements et Sécurité de Barrages (MESB), décembre 1994.*

*Contribution du programme d'amélioration de maintenance (PAM) à la maintenance des installations de production, transport et télécommunications, Période 1989-1993. 31 janvier 1994, 25 pages.*

*Programme d'amélioration de la fiabilité du réseau de transport (AFRT). 26 novembre 1993, 15 pages.*

*Travaux sur lignes à 735 kV hors-tension. AP-LA-N040, 5 novembre 1990.*

*Suivi du plan de développement d'Hydro-Québec 1990-1992 – Horizon 1999. Mars 1990.*

*Critères de conception et contrôle de la qualité de l'outillage. AP-LA-N010, 2 décembre 1988.*

*Implantation des équipements et aménagements du territoire. Mars 1988.*

*Encadrements applicables lors de conditions extrêmes. 1 page.*

*Inventaire des lignes endommagées, territoire sud. 7 pages.*

*Projet de ligne à 315 kV Aqueduc – Viger – situation de projet. 1 page.*

#### **Documents de TransÉnergie**

---

*Bilan des échanges nets sur les interconnexions, 5 janvier au 6 février 1998. Direction Contrôle des mouvements d'énergie, 20 juillet 1998, 33 pages.*

*La boucle montérégienne, tronçon Hertel – Saint-Césaire. Fascicule 98G220, mai 1998, 4 pages.*

*La boucle montérégienne, Première étape, Ligne à 735 kV Des Cantons – Montérégie – Hertel: tronçon Des Cantons – Saint-Césaire, résumé des études de répercussions environnementales. Mai 1998, 9 pages.*

*La boucle montérégienne, tronçon Des Cantons – Saint-Césaire. Fascicule 98G167, avril 1998, 4 pages.*

*Rapport sur la tempête de verglas pour le Northeast Power Coordinating Council (NPCC). Direction Contrôle des mouvements d'énergie, 20 février 1998, 21 pages.*

*Installations de production et de transport d'énergie au Québec. Carte de janvier 1998.*

*Les critères de conception du réseau de transport principal.* Direction Plans et Programmes d'équipement de transport, janvier 1998, 69 pages.

*La boucle du centre-ville de Montréal, Première étape, Ligne à 315 kV Aqueduc – Atwater – Viger: tronçon Aqueduc – Atwater, Résumé des études de répercussions environnementales.* Fascicule 98G315, 9 pages.

*La boucle outaouaise, Étape 1: Lien avec le réseau ontarien.* Fascicule 98G183, 4 pages.

*Le renforcement du réseau.* Fascicule 98G071, Hydro-Québec.

*Rapport d'activités 1997.* 2<sup>e</sup> trimestre 1998.

*Plan d'intervention de situation d'urgence.* 27 mai 1997, 8 pages.

*Description d'emploi répartiteurs.* Décembre 1997, 6 pages.

*Schéma d'exploitation – Réseau de transport et réseaux de répartition.* Direction Contrôle des mouvements d'énergie, mise à jour le 1<sup>er</sup> décembre 1997.

#### Autres documents

---

BOUDREAU, M.A. *Impact du programme d'amélioration de la maintenance (PAM) sur les dommages potentiellement évités lors du verglas.* Hydro-Québec, 1<sup>er</sup> septembre 1998, 1 page.

CENTRE D'URGENCE DE CONTRÔLE DU RÉSEAU (CUCR). *Directive d'exploitation 3-31-99-D-050.* Direction Contrôle des mouvements d'énergie, Hydro-Québec, 26 septembre 1997, 9 pages.

DENAULT, Pierre M. Lettre envoyée à la Commission, 28 août 1998.

GALIANA, F.D., Y. GERVAIS et T. WILDI. *Rapport sur le réseau de transport d'Hydro-Québec.* Hydro-Québec, avril 1989.

HOGUE, Clarence, André BOLDUC et Daniel LAROUCHE. *Québec – Un siècle d'électricité.* Montréal, Éditions Libre Expression, 1979, 406 pages.

HYDRO-QUÉBEC INTERNATIONAL INC. *Formation de base en réseau THT.* septembre 1993.

LAFORTE, J.-L., M.-A. ALLAIRE et D. ASSELIN. *État-de-l'art du déglacage des conducteurs et des câbles aériens.* Groupe de Recherche en Ingénierie de l'Environnement atmosphérique, UQAC, décembre 1994, 107 pages.

LAFORTE, J.L., M.A. ALLAIRE et J. LAFLAMME. « State-of-the-art on power line de-icing » dans *Atmospheric Research*, vol. 46 (1998), p. 143-158.

LAMOUREUX, G. E., M. ABRAN et J. R. MARTIN. *Mesures d'urgence – Réseau de lignes 735 kilovolts*. Hydro-Québec, 19 juillet 1978.

NORTHEAST POWER COORDINATING COUNCIL. *Basic Criteria for Design and Operation of Interconnected Power Systems*. Document A-2, 9 août 1995.

ONTARIO HYDRO. *Ice Storm '98, A report on the electricity supply impacts of the January, 1998 ice storm in eastern Ontario*. 1<sup>er</sup> mai 1998, 147 pages.

TYMOFICHUK, T. E. (Manitoba Hydro). « A utility's recent experience with devastating ice storms and a program in response » dans, *Proceedings of the third international workshop on the atmospheric icing of structures*, Vancouver, Canada, 6-8 mai 1986, 12 pages.

WYATT, Alan. *Electric Power Challenges and Choices*. Toronto, Book Press, 1986, 286 pages.

## Extrait de l'article publié dans le journal *Atmospheric Research*<sup>1</sup>

---

État-de-l'art du déglacage  
des lignes électriques

---

State-of-the-art on  
Power Line De-icing

---

J.L. Laforte\*, M.A. Allaire\* and J. Laflamme\*\*

Traduit par J.L. Laforte

\*Université du Québec à Chicoutimi

\*\*Hydro-Québec

---

1. J.-L. LAFORTE, M.A. ALLAIRE et J. LAFLAMME, «State-of-the-Art on power line de-icing» dans *Atmospheric Research*, vol. 46 (1998), p. 143-158. Cet extrait a été reproduit avec la permission de Elsevier Science.



#### 4. INVENTAIRE DES TECHNIQUES DE DÉGLAÇAGE

La consultation de tous les documents recueillis lors de la recherche bibliographique réalisée dans différentes banques de données disponibles (Laforte et al., 1994) a permis de dénombrer plus d'une trentaine de techniques, à différents stades de développement, capables d'enlever la glace ou d'assurer une protection antigivre. Si certaines de ces techniques n'ont pas encore dépassé le stade du concept, quelques-unes sont couramment utilisées dans plusieurs secteurs, tels ceux des transports aérien et ferroviaire, des réseaux électriques et des télécommunications. Les techniques de déglacage répertoriées ont été classées dans les quatre grandes catégories suivantes :

- Méthodes thermiques basées sur la fonte de la glace ;
- Méthodes mécaniques basées sur le cassage de la glace ;
- Méthodes passives basées sur les forces naturelles ;
- Méthodes diverses utilisant des principes différents des trois classes précédentes.

Lorsqu'une méthode est identifiée et classée, on en évalue la faisabilité en vue d'une utilisation pour le déglacage et la protection anti-givre des lignes électriques à haute tension. Dans le cas des méthodes qui sont déjà opérationnelles ou en développement, cette évaluation est réalisée en considérant les facteurs suivants : le niveau de développement atteint pour une application aux lignes électriques aériennes, les exigences énergétiques, l'utilisation pour le déglacage et la protection antigivre, l'efficacité et les coûts d'infrastructure et d'opération.

Les principes à la base des différentes techniques inventoriées, pour les quatre grandes classes précédemment définies, sont présentés de façon résumée en quatre tableaux synoptiques principaux. Les observations qui y sont présentées tiennent compte de l'évaluation comparative des différentes méthodes entre elles, aussi bien que de l'état de leur développement actuel en vue d'une application dans le domaine du transport des lignes électriques aériennes comme par exemple : les conducteurs de phase, les câbles de garde et les haubans de pylônes.

##### 4.1 Méthodes thermiques

Les méthodes thermiques, telles que résumées au tableau 1, consistent en huit techniques principales, dont quatre qui ont été développées spécifiquement pour les lignes électriques. Deux techniques consistent à chauffer les conducteurs par effet Joule, en y faisant circuler un courant d'intensité plus grand que celui qui y circule normalement. Le chauffage est obtenu, soit en augmentant momentanément l'intensité du courant (Pohlman and Landers, 1982) soit en court-circuitant le conducteur (Manitoba Hydro, 1993). Dans deux autres méthodes thermiques, le chauffage est réalisé de façon indirecte au moyen de fils résistifs ou d'un recouvrement de fils ferromagnétiques à bas point de Curie où des courants de Foucault sont induits en tension alternative (Yasui et al., 1987; Yamamoto et al., 1990, Fujii et al., 1990). Les sociétés électriques chinoises (Fuheng and Shixiong, 1988) ont déjà expérimenté diverses techniques thermiques pour le déglacage et la protection antigivre des lignes électriques aériennes, comme celles de la fonte de la glace par surcharge de courant et par court-circuit. Ils ont également mis au point une méthode utilisant le chauffage au moyen de fils ferromagnétiques aluminisés (Jiang et al., 1996).

Ces quatre techniques thermiques sont opérationnelles, mais nécessitent une énergie relativement élevée, comprise entre 1 et 10 kW/m<sup>2</sup>. Même si leur efficacité énergétique atteint presque 100 %, ces techniques sont appliquées de façon limitée, par exemple, pour de courtes périodes de temps ou sur de courtes sections de lignes. Deux autres techniques thermiques,

couramment utilisées dans l'aéronautique, sont celles du dégivrage des avions en vol et au sol. La première technique consiste à déglacer les bords d'attaque des ailes d'avion en vol au moyen de gaz chauds. Dans la seconde technique, les avions au sol sont déglacés par application de fluides abaissant le point de congélation. Ces deux techniques apparaissent toutefois, difficilement applicables aux conducteurs et aux fils aériens; la première requiert en effet la disponibilité d'une source de gaz chauds facilement accessible, tandis que la seconde présente une protection d'une durée limitée dans le temps, qui nécessite une nouvelle application de produit dégivrant et antigivre avant chaque tempête. Les techniques développées dans le domaine des chemins de fer, utilisant des faisceaux d'ondes électromagnétiques comme les rayons lasers (Gajda, 1989), les micro-ondes (Kwor et al., 1983), et les ondes radio (Berry et al., 1992, 1993), apparaissent également très difficiles à appliquer aux lignes aériennes en raison des puissants faisceaux d'ondes électromagnétiques nécessaires. Par ailleurs, leur efficacité sur le plan énergétique demeure relativement faible quand on les compare aux techniques thermiques utilisant l'effet Joule mentionnées précédemment.

#### 4.2. Méthodes mécaniques

Le déglacage mécanique compte également huit grandes techniques, dont trois ont été développées spécifiquement pour les conducteurs: ces méthodes appelées «ad hoc» utilisent le roulage et les vibrations forcées. Parmi ces méthodes, seulement la méthode du roulage a atteint le mode opérationnel.

Les méthodes «ad hoc» (Pohlman and Landers, 1982) englobent les nombreux procédés développés sur le terrain par les opérateurs de lignes dans un souci d'accélérer la remise en service des lignes après la tempête. Les moyens expérimentés sont fort variés allant du déglacage manuel lorsque la glace reste accessible, jusqu'à l'utilisation d'hélicoptères ou même de fusils de chasse lorsque la glace est plus difficile d'accès. En raison de leur caractère souvent improvisé, ces techniques ne sont ni sécuritaires, ni très efficace et aucune n'est actuellement recommandable. Pour devenir acceptables, ces techniques ont besoin d'être encadrées dans une procédure normalisée qui reste à établir. Le roulage (Manitoba Hydro, 1993), où la glace est cassée par le passage d'une poulie mobile tirée par un ou des opérateurs au sol, est la seule méthode mécanique qui a été rendue opérationnelle pour le déglacage des conducteurs. La technique, (Mulherin and Donaldson, 1988) qui consiste à faire osciller les conducteurs glacés à l'aide d'un vibreur externe apparaît difficilement applicable aux câbles aériens en raison de la forte atténuation de ces derniers aux vibrations, du risque d'endommagement des câbles et de l'équipement requis pour l'excitation externe.

Trois techniques basées sur les chocs mécaniques ou les impacts ont été développées pour le déglacage des avions en vol: la technique des vibrations ultrasoniques (Graber and Mack, 1991; Mulherin and Donaldson, 1988; Finke and Banks, 1985), la technique des impulsions électromagnétiques (Zumwalt and Egbert, 1988; Bond and Shin, 1993; Smith, 1994), et la technique utilisant des impulsions pneumatiques (Loughborough and Haas, 1996; Martin and Putt, 1992). Les deux dernières méthodes sont actuellement opérationnelles. Considérant que la technique utilisant des impulsions électromagnétiques est déjà opérationnelle dans le secteur de l'aéronautique, elle apparaît être la plus facilement adaptable pour le déglacage d'un câble aérien, conducteur et hauban.

Des deux dernières techniques répertoriées au tableau 2, celle basée sur les changements de volume d'un alliage à mémoire de forme a été expérimentée la première fois avec un système de déglacage pour avion (Gerardi et al., 1995). Par ailleurs, la technique se servant de revêtements flexibles déformables de façon contrôlée sous l'action des champs de forces de nature électrique ou magnétique, est encore au stade du concept. Néanmoins, elle pourrait être l'objet d'études de développement et d'expérimentation avec des prototypes de façon à pouvoir en démontrer la faisabilité.

### 4.3 Méthodes passives

Les méthodes passives sont celles qui ne requièrent aucun apport énergétique extérieur autre que celui provenant des forces naturelles: vent, gravité, radiation incidente et variations de température. Pour cette raison, elles ont été les premières à être appliquées en dépit de leur efficacité souvent fort variable, ne permettant pas de garantir la fiabilité du réseau. Huit techniques ont été dénombrées, dont la liste est donnée au tableau 3. Les techniques passives n'empêchent pas la formation de la glace, mais contribuent à en diminuer les effets perturbateurs. Mentionnons à titre d'exemple, la technique utilisant une masse anti-giratoire, i.e. bloquant la rotation des conducteurs (Admirat and Lapeyre, 1988; Yasui et al., 1990) et celle des pinces de suspension glissantes (Moreau et al., 1978) ou à relâchement contrôlé (Goia, 1993; Goia and Chirita, 1993). Ces techniques n'empêchent aucunement la déposition de la glace. La première contribue seulement à en réduire la quantité qui est déposée, tandis que les pinces permettent d'éliminer ou de diminuer les risques d'effondrements des pylônes, contribuant ainsi à une remise en état plus rapide de la ligne après sa mise hors service. Quelques-unes des techniques passives accélèrent le délestage des conducteurs, mais avec une efficacité partielle, souvent limitée à certains types de glace et dans certaines conditions particulières. Par exemple, les anneaux régulièrement espacés (Wakahama et al., 1977; Saotome et al., 1988; Asai et al., 1990) facilitent le délestage des conducteurs seulement en condition de neige mouillée ( $T > 0^{\circ}\text{C}$ ). Le délestage naturel par gravité ou sous l'effet du vent n'est vraiment efficace qu'en condition de vent fort et en présence de givre léger de très faible densité. La méthode développée pour le déglacage des panneaux solaires utilisant un enduit thermique absorbant (Ross and Usher, 1996) sera efficace seulement lorsqu'il y aura un niveau suffisant de rayonnement incident. Même si cette technique apparaît difficile à appliquer aux conducteurs des lignes électriques actuelles, elle pourrait être envisageable pour les câbles de garde et les haubans.

Parmi toutes les méthodes passives, celles consistant à recouvrir la surface au moyen d'un enduit visqueux ou solide, hydrophobique ou «glaciophobe», a toujours soulevé un grand intérêt (Freiberger and Lacks, 1961; Baker et al., 1962; Bascom et al., 1966; Phan and Sévigny, 1978; Jellinek et al., 1978 and 1981; Hanamoto, 1977 and 1982; Thowless, 1982; Minsk, 1982; Baum et al., 1988; Ohishi et al., 1990; Kobayashi and Satow, 1990; Murase et al., 1990; Yoshida et al., 1991; Foster, 1992; Croutch and Hartley, 1992). Les techniques utilisant des substances hydrophobiques où interviennent les caractéristiques de mouillabilité et de tension de surface, présentent une efficacité limitée et seulement en condition de neige mouillée. Dans le cas des revêtements solides «glaciophobes», la force d'adhésion de la glace, sur la base des données d'adhérence des matériaux glaciophobes les plus performants, reste encore de 20 à 40 fois trop élevée pour que la glace puisse se détacher d'elle-même par l'action du vent ou de la gravité. Dans le cas des revêtements visqueux comme les graisses anti-givre, la protection n'est pas permanente, mais limitée dans le temps parce que ces produits perdent leur efficacité sous l'effet de la dilution occasionnée par les précipitations. Tout comme dans le cas des fluides antigivre en usage pour déglacer et protéger les avions au sol, ces produits, pour être totalement efficaces, doivent être appliqués avant chaque tempête.

C'est pourquoi, il reste encore beaucoup de travail de recherche à faire pour développer des substances «glaciophobes» vraiment efficaces en toutes conditions. Advenant un tel développement pour application à un conducteur, il y aurait lieu de s'interroger sur les effets du champ électrique élevé, tel celui existant au voisinage des conducteurs haute tension, sur les propriétés des substances utilisables comme matériaux de recouvrement.

#### 4.4 Méthodes diverses

Cette catégorie regroupe quatre techniques potentielles de déglçage qui ont déjà fait l'objet d'expérimentation. Ces dernières sont détaillées au tableau 4. Deux de ces techniques consistent à agir sur les gouttelettes surfondues avant qu'elles ne frappent le substrat, soit en les transformant en glace, (on forme alors une particule solide non adhérente), soit en les réchauffant à température positive. La technique acoustique expérimentée par Worsnop et al. (1992), s'est révélée inefficace pour congeler les gouttes avant l'impact; c'est pourquoi, la méthode pour y parvenir reste encore à découvrir. Quant à la technique de chauffage des gouttes par micro-ondes (Hansman, 1982), elle ne suscite que peu d'intérêt en raison de l'énergie requise pour opérer la source et de la nécessité d'avoir à chauffer le substrat pour éviter la recongélation des gouttes après impact. La technique utilisant l'effet des décharges «couronne» (Dlugosh and Sturton, 1984) s'est révélée inefficace pour le déglçage, tandis que celle utilisant un champ électrique en courant continu (Phan et al., 1981) s'est révélée efficace seulement en polarité négative, ce qui limite considérablement son intérêt.

### 5. Considérations énergétiques

L'énergie requise pour le déglçage et la protection antigivre a été déterminée, soit à partir des données expérimentales, comme dans le cas des systèmes déjà opérationnels ou validés avec des prototypes, soit à partir de l'information théorique disponible, comme dans le cas des systèmes non développés encore au stade du concept. Dans le cas des méthodes passives, qui ne requièrent aucun apport énergétique extérieur autre que celui disponible naturellement (vent, gravité, radiation incidente, chauffage intrinsèque du conducteur), leur contribution n'a pas été quantifiée dans les calculs de l'énergie. Néanmoins, considérant leur efficacité limitée, on considérera que cette énergie est plus petite que l'énergie nécessaire pour enlever la glace par chocs mécaniques ou par fusion. Une bonne base de comparaison est de considérer l'énergie requise par les différentes méthodes pour enlever la glace dans la même condition.

Considérons, pour les besoins de calculs, le déglçage d'un dépôt de glace ( $900 \text{ kg/m}^3$  de densité et 3 mm d'épaisseur) uniformément réparti sur un conducteur de 37 mm de diamètre. Dans cet exemple, le dépôt cylindrique aura un poids de 0,31 kg par mètre de longueur pour une surface exposée de  $0,116 \text{ m}^2$ . Ainsi, l'énergie peut être exprimée de deux façons, en  $\text{J/m}^2$  ou en  $\text{J/kg}$ . L'énergie pour déglacer un mètre carré de surface d'un conducteur étant équivalente à celle requise pour enlever 2,67 kg de glace.

Le tableau 5 compare par ordre décroissant d'énergie, les principales techniques thermiques et mécaniques utilisées soit en mode dégivrant ou en mode antigivre. Le tableau fait mention de la nature théorique ou expérimentale des calculs effectués. Pour les résultats expérimentaux disponibles uniquement en  $\text{kWatt/m}^2$ , ils ont été convertis en  $\text{Joule/m}^2$  or  $\text{J/kg}$  en considérant qu'il faut une exposition de 90 secondes pour accumuler  $2,7 \text{ kg/m}^2$  de glace sous une intensité de givrage de  $30 \text{ g/m}^2\text{s}$  (McComber et al., 1978).

De façon à pouvoir comparer les méthodes entre elles, on utilise un facteur comparatif qui est calculé à partir du rapport de l'énergie nécessaire pour enlever 3 mm de glace (900 kg/m<sup>3</sup> de densité) à la valeur requise pour sa fusion. La fusion étant la technique la plus énergivore. Des quatorze techniques regroupées au tableau 5, la moitié sont des méthodes thermiques et l'autre moitié des procédés mécaniques. L'examen des données du tableau 5 fait ressortir un niveau d'énergie cent fois plus élevé pour les procédés thermiques que pour les procédés mécaniques. Cette différence est encore mieux illustrée sur l'histogramme de la figure 1, où l'énergie de déglacement varie considérablement d'un procédé à l'autre, de quelques dizaines de Joules/m<sup>2</sup> dans les essais mécaniques normalisés, à un peu plus de 900 kJ/m<sup>2</sup> dans le cas de la fusion. Les valeurs les plus faibles, qui ne vont pas en deçà de 18 Joules/m<sup>2</sup>, proviennent des résultats des essais de traction et d'impact effectués en laboratoire.

L'efficacité énergétique d'un procédé de déglacement, thermique ou mécanique, ne représente pas une bonne base de comparaison. Les techniques thermiques utilisant le chauffage sont celles qui ont les valeurs les plus élevées d'efficacité, tandis que les méthodes mécaniques montrent les valeurs les plus faibles. Par exemple, si on considère les données énergétiques correspondant aux trois principaux procédés mécaniques de la figure 1 (raclage, impulsions électromagnétiques et impulsions pneumatiques), leur efficacité peut être estimée à des valeurs comprises entre 3 to 4%. Même avec une efficacité aussi faible que 3%, compte tenu de la faible valeur d'énergie nécessaire pour casser la glace au moyen de chocs mécaniques, les méthodes mécaniques requièrent encore de 30 à 100 fois moins d'énergie que les procédés thermiques.

De tous les procédés mécaniques considérés au tableau 5, celui basé sur les changements de phase d'un alliage à mémoire de forme apparaît être le plus énergivore. La valeur très élevée associée à cette technique provient principalement du fait que l'activateur doit être chauffé après chaque déglacement à au moins 20 °C au-dessus de la température d'opération de façon à ce qu'il puisse retourner à son état initial. À cette énergie du chauffage, il faut ajouter de plus l'énergie requise au changement de phase qui se produit. Le calcul donné au tableau 5 ne tient pas compte de l'énergie nécessaire à l'opération de l'activateur.

En raison de l'absence de données, il n'a pas été possible de calculer l'énergie associée au procédé thermique utilisant la chaleur dégagée par des enroulements de fils ferromagnétiques à bas point de Curie. Pour cette raison, on ne fait pas mention du procédé au tableau 5. Toutefois, pour que ce procédé soit efficace, il doit commander une énergie au moins du même ordre de grandeur que celle requise au chauffage du conducteur pour qu'il n'y ait aucune accumulation (mode antigivre), i.e. entre 180 et 400 kJ/m<sup>2</sup>.

L'énergie requise pour le roulage des conducteurs n'a pas pu être calculée en raison du manque de données disponibles. Néanmoins, on peut s'attendre à avoir une valeur comparable à celle déterminée dans le raclage qui, dépendamment de l'adhérence en surface de la glace, serait comprise entre 0,5 et 4,3 kJ/m<sup>2</sup>.

## 6. Conclusions

1. La grande majorité des techniques de déglacement applicables aux conducteurs de lignes électriques sont actives, en ce sens qu'elles requièrent un apport d'énergie externe de nature thermique (chauffage) ou mécanique (bris). Au total, quinze techniques ont été cataloguées comme étant actives, huit comme passives et quatre autres comme diverses.

2. Les méthodes thermiques sont les plus développées avec quatre systèmes opérationnels où l'on chauffe les conducteurs électriques. Pour leur part, les méthodes mécaniques ont été l'objet d'un développement beaucoup moins important, considérant que le roulage est présentement la seule technique pouvant être considérée comme opérationnelle. Puisque les procédés thermiques et le roulage commandent des coûts relativement élevés, il apparaît profitable de les remplacer par de nouvelles méthodes plus économiques.
3. Sur la base des essais en laboratoire, le bris mécanique de la glace requiert environ de 100,000 à 1,000,000 fois moins d'énergie que sa fusion. De ce fait, les méthodes mécaniques restent encore intéressantes même à des niveaux d'efficacité aussi faible que 1 %. En pratique, le rendement des différentes techniques mécaniques est de 3 à 4 %, ce qui signifie que, tout considéré, les procédés mécaniques requièrent 100 fois moins d'énergie que les procédés thermiques.
4. Les deux techniques mécaniques présentant un potentiel intéressant et étant susceptibles de développement à court et à moyen termes sont: (a) la méthode basée sur les impulsions électromagnétiques utilisable comme système de protection antigivre et (b) les méthodes «ad hoc» actuellement utilisées sur le terrain. Ces dernières méthodes devraient toutefois être encadrées dans une procédure normalisée pour être utilisées de façon sécuritaire par les opérateurs de ligne pour le déglacage des conducteurs après les tempêtes.
5. Les méthodes passives, bien qu'elles requièrent peu d'infrastructure, et pas ou peu de frais d'opération, ne constituent que des palliatifs. On ne peut donc compter sur ces méthodes pour assurer la fiabilité des réseaux en raison de leurs niveaux d'efficacité généralement faibles et de la nature de la protection offerte qui est souvent limitée à un seul type de précipitation. Il convient de souligner le potentiel de développement de l'enduit absorbant le rayonnement thermique incident et des matériaux à faible adhérence, même si jusqu'à présent, la recherche n'a pas permis d'obtenir une substance de recouvrement pouvant être qualifiée de «glaciophobe».
6. Il apparaît préférable de favoriser le développement des procédés mécaniques capables d'assurer une protection antigivre plutôt que ceux servant uniquement au déglacage après la tempête. Les premiers offrent l'avantage de prévenir tout dépôt significatif de glace durant les précipitations givrantes, évitant ainsi les surcharges statiques et dynamiques dues à la glace et au vent, tout en minimisant les problèmes de fatigue et de galop.
7. Finalement, il y aurait lieu d'examiner les facteurs économiques qu'il y aurait à considérer pour mettre en place un ou des systèmes efficaces de déglacage durant les tempêtes de façon à justifier un programme de recherche pour développer les techniques potentiellement intéressantes ciblées dans cet article.

## 7. Remerciements

Cette étude a été financée par Hydro-Québec. Les auteurs aimeraient remercier M<sup>me</sup> Diane Mathieu du Service de documentation d'Hydro-Québec et M<sup>me</sup> Sylvie Bernardin du Laboratoire international des matériaux antigivre (LIMA) pour leur collaboration. Les auteurs aimeraient également remercier de façon toute spéciale M<sup>me</sup> Annie Boutin pour son assistance à classer tous les documents dans le répertoire.

Tableau 1

<b>Méthodes thermiques</b>						
<b>N° Désignation</b>	<b>Secteur</b>	<b>Stade</b>	<b>Type de glace</b>	<b>Efficacité déglacage</b>	<b>Application</b>	<b>Coût</b>
1. Surintensité de courant	Conducteurs et câbles	Opérationnel	Tout	Limitée	Déjà appliquée	Moyen
2. Court-circuit	Conducteurs et câbles	Opérationnel	Tout	Totale	Déjà appliquée	Élevé
3. Traceurs	Conducteurs et câbles	Opérationnel	Tout	Totale	Déjà appliquée	Moyen
4. Fils ferro-magnétiques	Conducteurs seulement	Opérationnel	Tout	Limitée	Déjà appliquée	Élevé
5. Gaz chauds	Avion en vol	Opérationnel	Tout	Totale	Non applicable	Moyen
6. Eau chaude Dégivrants Antigivre Fluides	Avion au sol	Opérationnel	Tout	Limitée	Difficile	Élevé
7. Ondes herziennes I.R.. et F. R Micro-ondes Laser	Chemin de fer	Prototype	Tout	Totale	Difficile	Élevé
8. Absorbant thermique	Panneaux solaires	Prototype	Tout	Après la tempête	Potentiel haubans et fils de garde	Faible

Tableau 2

Méthodes mécaniques							
N°	Désignation	Secteur	Stade	Type de glace	Efficacité déglacage	Application	Coût
1.	Méthodes « ad hoc »	Conducteurs et câbles		Tout	Variable et limitée	Précautions sécurité	
2.	Roulage manuel hydraulique et éolien	Conducteurs et câbles	Opérationnel	Tout	Totale	Déjà appliquée	Moyen
3.	Vibrations forcées	Conducteurs câbles aériens et haubans	Conceptuel	Givre léger	Limitée	Difficile	Faible
4.	Impulsions électro-magnétiques	Avion en vol	Opérationnel	Tout	Totale	Potentiel (conducteurs et câbles)	Moyen
		Lignes électriques	Prototype	Tout	Totale	Câble de garde conducteurs	—
5.	Ultrasons	Avion en vol	Conceptuel	Tout	À être validée	Difficile	—
6.	Pneumatique	Avion en vol	Opérationnel	Tout	Totale	Applicable aux haubans et aux câbles	Moyen
		Hauban	Prototype	Tout	Totale	Validée	Moyen
7.	Enveloppes électro et magnéto-strictives	Panneaux déglaçables	Conceptuel	Tout	À être validée	Potentiel haubans et câbles	—
8.	Alliage à mémoire de forme	Conducteurs et câbles	Conceptuel	Tout	À être validée	Potentiel (conducteurs, câbles et haubans)	—

Tableau 3

Méthodes passives							
N°	Désignation	Secteur	Stade	Type de glace	Efficacité déglacage	Application	Coût
1.	Antigratoire contre-poids	Conducteurs	Opérationnel	N.A.	Réduction de glace	Déjà appliquée	Faible
2.	Pincés	Conducteurs	Opérationnel	N.A.	Prévention	Déjà appliquée	Faible
3.	Anneaux	Conducteurs	Opérationnel	Neige mouillée	Limitée	Déjà appliquée	Faible
4.	Délestage éolien	Conducteurs	Opérationnel	Givre léger	Très limitée	Déjà appliquée	Faible
5.	Absorbant thermique	Panneaux solaires	Prototype	Tout	Après la tempête	Potentiel (câbles et haubans)	Faible
6.	Solides hydrophobes	Panneaux déglaçables	Opérationnel	Neige mouillée	Limitée	Potentiel (câbles et haubans)	Moyen
7.	Revêtements glaciophobes	Panneaux déglaçables	En développement	Tout	Non efficace	Potentiel (câbles et haubans)	Moyen
8.	Graisses et produits visqueux	Général	Opérationnel	Tout	Momentanée et dégradable	Potentiel (câbles et haubans)	Moyen



Tableau 4

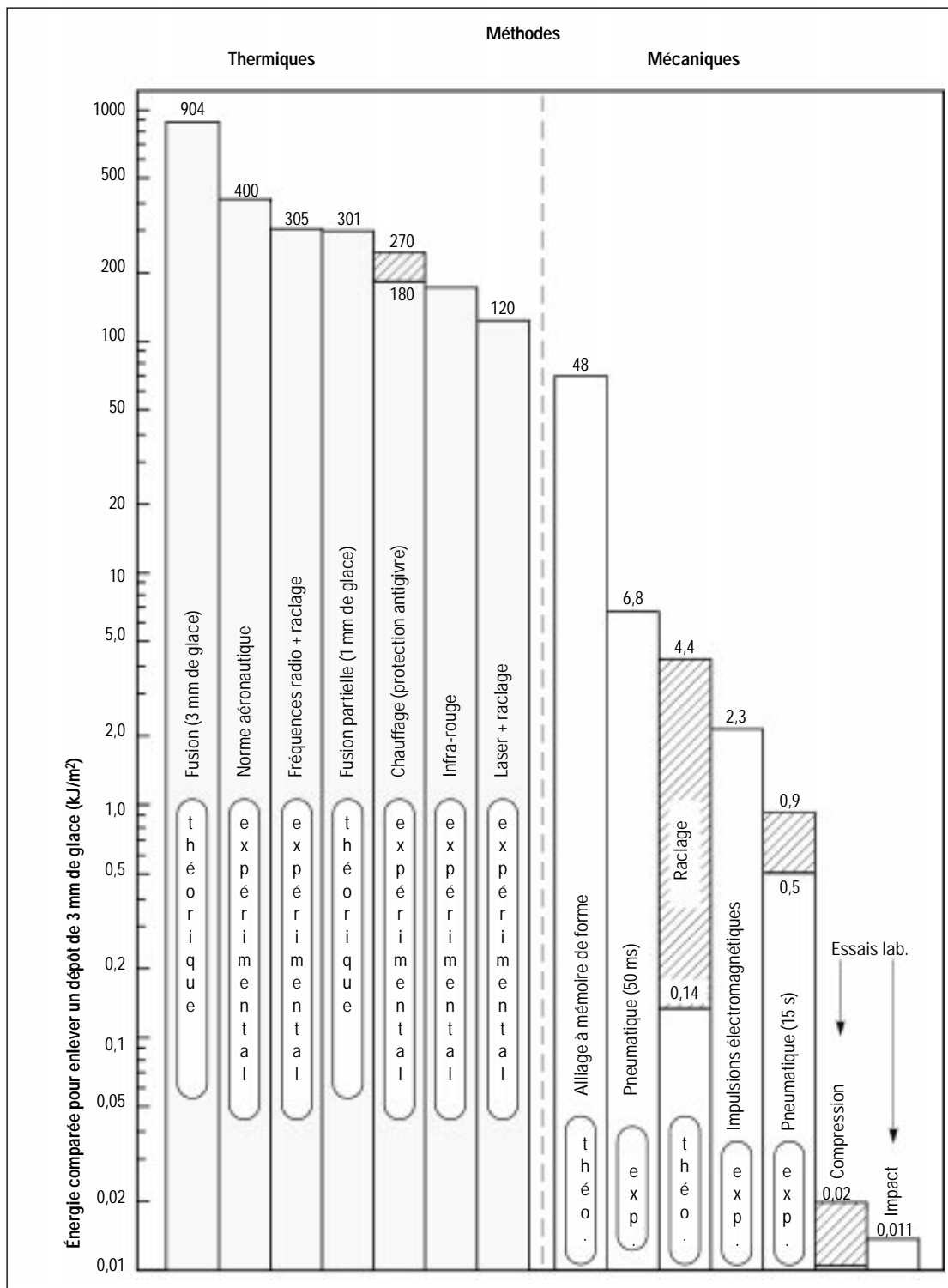
<b>Méthodes diverses</b>				
<b>N° Désignation</b>	<b>Secteur</b>	<b>Stade</b>	<b>Efficacité dégivrage</b>	<b>Application</b>
1. Gel des gouttes avant impact	Général	Prototype	À être validée	–
2. Chauffage des gouttes avant impact	Général	Conceptuel	À être validée	Difficile
3. Décharges couronne	Conducteurs H.T.	Expérimenté	Aucune	Non applicable
4. Électro-congélation	Conducteurs H.T.	Validé en laboratoire	Limitée en DC-	En DC- seulement

Tableau 5

<b>Énergie comparée des principales méthodes thermiques et mécaniques de dégivrage</b>					
<b>Méthode</b>	<b>Approche</b>	<b>Données</b>	<b>Énergie</b>		<b>Facteur comparatif</b>
			<b>kJ/kg</b>	<b>kJ/m²</b>	
1. Fusion (3mm glace)	Dégivrage	Théoriques	335	904	100
2. Norme aéronautique	Dégivrage	Expériences	148	400	44
3. Fusion (1mm glace)	Dégivrage	Théoriques	112	301	33
4. Fréquences radio + raclage	Dégivrage	Expériences	113	305	34
5. Chauffage	Antigivre	Expériences	67	180	20
6. Infra-rouge	Dégivrage	Expériences	63	170	19
7. Laser + raclage	Dégivrage	Expériences	44	120	13
8. Alliage à mémoire de forme	Dégivrage	Théoriques	27	72	8
9. Impulsions pneumatiques (50ms)	Dégivrage	Expériences	2.5	6.8	0.75
10. Impulsions électromagnétiques	Dégivrage	Expériences	0.85	2.3	0.25
11. Pneumatique (cycle court)	Dégivrage	Expériences	0.33 0.18	0.9 0.5	0.06 0.10
12. Raclage	Dégivrage	Théorie	0.08 1.8	0.2 4.3	0.02 0.5
13. Essais d'impacts	Dégivrage	Expériences	0.004	0.011	0.0012
14. Essais de traction	Dégivrage	Expériences	0.003 0.0068	0.0007 0.018	0.000069 0.002

Figure 1

Histogramme comparant l'énergie en jeu dans les principaux procédés thermiques et mécaniques



## **bibliographie**

- Admirat, P. and Lapeyre J.L., 1988. Theoretical Study and Experimental Verification of the Torsion of Cables Subjected to Moment Densities. Proceedings of the 4<sup>th</sup> International Workshop on Atmospheric Icing of Structures, Paris, Électricité de France (EDF), pp. 324-329.
- Admirat, P. and Sakamoto, Y., 1988. Wet Snow on Overhead Lines: State-of-Art. Proceeding, pp. 7-13.
- Asai S., Mayumi A. and Wakahama G., 1990. Improvement of Countermeasures for Snow Accretion. Proceedings of the 5<sup>th</sup> International Workshop on Atmospheric Icing of Structures Tokyo, Japanese Society of Snow and Ice, pp. B7-2(1-5).
- Baker H.R., Bascom W.D. and Singleterry C.R., 1962. The Adhesion of Ice to Lubricated Surfaces. Journal of Colloid Science, Vol. 17, pp. 477-491.
- Bascom W.D., Cottington R.L., Singleterry C.R. and Jones R.L., 1966. The Adhesion of Ice to Hydrophobic Surfaces. U.S. Naval Research Laboratory, NRL Report 6350, 28p.
- Baum B., Thoma L. and Kendrew T., 1988. Research to Develop Conductor Deicing Compounds. Proceedings of the 4<sup>th</sup> International Workshop on Atmospheric Icing of Structures, Paris, Électricité de France (EDF), pp. 372-375.
- Berry W.B. and Kleinman R.L., 1992. Heated Rail vs RF Third Rail Deicing. Cold Weather Transit Technology Program, Volume 4, Final Report No. FTA-IN-06-0018-92-4, September 92, 128p.
- Berry W.B., Sachs J.L. and Kleinman R.L., 1993. Radio Frequency (RF) Third Rail Deicing: A Comparison with Heated Rail. IEEE/ASME Joint Railroad Conference 1993, pp. 41-45.
- Bond T.H. and Shin J., 1993. Results of Low Power Deicer Tests on a Swept Inlet Component in the Nasa Lewis Icing Research Tunnel. NASA Technical Memorandum 105968, AIAA-93-0032, 20p.
- Croutch V.K. and Hartley R.A., 1992. Adhesion of Ice to Coatings and the Performance of Ice Release Coatings. Journal of Coatings Technology, Vol. 64, No. 815, December 1992, pp. 41-53.
- Dlugosh G.M. et Sturton A.B., 1984. Fonte du givre sur les lignes de transport d'énergie. ACE, Rapport No. 218 T 433, juin 1984, 24p.
- Federal Aviation Administration, 1993. Icing Handbook Vol. 1, Vol. 2 and Vol. 3, revised 1993 Edition.
- Finke R.C. and Banks B.A., 1985. Piezoelectric Deicing Device. U.S. Patent No. 4 545 553.

- Foster T., 1992. Investigation of Novel Ice Release Coating. Chemistry Group Leader, Materials Technology Section, Defence Research Establishment Pacific, FMO Victoria, B.C., 20p.
- Freiberger A. and Lacks H., 1961. Ice Phobic Coatings for Deicing Naval Vessels. Proceeding. of 5<sup>th</sup> Navy Science Symposium, pp. 234-237.
- Fuheng S. and Shixiong H., 1988. Icing of Overhead Transmission Line in Cold Montanous District of Southwest China and its Protection. Proceedings of the 4th International Workshop on Atmospheric Icing of Structures, Paris, pp. 354-357.
- Fujii K., Kimura Y., Kumamoto N., Umeda A. and Sanai M., 1990. Prevention of Snow Accretion on O.H.L. Conductor by Fitting Self-Energizing De-Snowing Rings. Proceedings of the 5<sup>th</sup> International Workshop on Atmospheric Icing of Structures Tokyo, Japanese Society of Snow and Ice, pp. B7-5(1-4).
- Gajda W.J., 1984. A Study of Laser Deicing. Cold Weather Transit Technology Program, Volume 12, Final Report No. UMTA-IN-06-0009-83-12, January 1984, 53p.
- Gerardi J., Ingram, R. and Catarella, R., 1995. Wind Tunnel Test Results for a Shape Memory Alloy Based De-Icing System for Aircraft. Proceedings of the International Icing Symposium'95, Montreal, Sept. 1995, pp. 101-112.
- Goia L.M., 1993. Protection of Overhead Line Conductors against Mechanical Overloads. Proceedings of the 6<sup>th</sup> International Workshop on Atmospheric Icing of Structures Budapest, Hungarian Electrical Association, pp. 171-173.
- Goia L.M. and Chirita I., 1993. Overhead Electric Line Poles Protection against Mechanical Overloads. Proceedings of the 6th International Workshop on Atmospheric Icing of Structures Budapest, Hungarian Electrical Association, pp. 213-216.
- Graber D.J. and Mack G.J., 1991. Acoustical Anti-Icing System. U.S. Patent No. 5 029 440.
- Hanamoto B., 1977. Lock Wall Deicing Studies. Cold Regions Research and Engineering Laboratory (CRREL), Special Report 77-22, 74p.
- Hanamoto B., 1982. Application of a Block Copolymer Solution to Ice-Prone Structures. Proceedings of the 1st International Workshop on Atmospheric Icing of Structures Hanover, US Army Corps of Engineers, Cold Region Research & Engineering Laboratory, pp. 155-158.
- Hansman R.J., 1982. The Interaction of Radio Frequency Electromagnetic Fields with Atmospheric Water Droplets and Applications to Aircraft Ice Prevention. NASA-CR-169246, Massachusetts Institute of Technology, Thesis June 1982, 193p.

- Jellinek H.H.G., Frankenstein G.E. and Hanamoto B., 1981. Method for Reducing The Adhesion of Ice to the Walls of Navigation Locks. U.S. patent No. 4 301 208
- Jellinek H.H.G., Kachi H., Kittaka S., Lee M. and Yokota R., 1978. Ice Releasing Block-Copolymer Coatings. *Colloid & Polymer Science*, Vol. 256, No. 6(1978), pp. 544-551.
- Jiang X., Bai Y. and Ma Y., 1996. The Transmission Line Icing Mechanism and Study of New De-Icing Techniques. Proceedings of the 7<sup>th</sup> International Workshop on Atmospheric Icing of Structures, Chicoutimi, Université du Québec à Chicoutimi and Hydro-Québec, pp. 231-236.
- Kobayashi S. and Satow K., 1990. On the Frozen Force Between Snow and Ethylene Terafluoride Resin. Proceedings of the 5<sup>th</sup> International Workshop on Atmospheric Icing of Structures Tokyo, Japanese Society of Snow and Ice, pp. B3-1(1-4).
- Kwor R.Y.C., Larkin M. and Ajmera P.K., 1983. Microwave Coupling to Ice/Metal Structures. Cold Weather Transit Technology Program, Volume 13, Final Report No. UMTA-IN-06-0009-83-13, May 1983, 73p.
- Laforte J.L., Allaire, M.A. et Asselin, D., 1994. État de l'art du déglacage des conducteurs et des câbles aériens. Rapport HQ-94-01, Hydro-Québec, Décembre 1994, 105 p.
- Landry R., 1988. Alimentation des câbles de suspension des traversées du fleuve poste Sorel-antiverglas. Hydro-Québec Richelieu: Mouvements d'énergie, renseignement n° 3-42-99-D-212, 3p.
- Loughborough D.L. and Haas E.G., 1946. Reduction of the Adhesion of Ice to De-Icer Surfaces. *Journal of the Aeronautical Sciences*, March 1946, pp. 126-134.
- Lozowski E.P. and Gayet, J.F., 1988. Atmospheric Icing: A Review. Proceedings of the International Workshops of Atmospheric Icing of Structure Paris, France, 1988, pp. 1-6.
- Manitoba Hydro, 1993. Ice Storm Management of Overhead Lines. CEA Workshop First Edition, 1993.
- Martin C.A. and Putt J.C., 1992. Advanced Pneumatic Impulse Ice Protection System (PIIP) for Aircraft. *Journal of Aircraft*, Vol. 29, No. 4, Engineering Notes, pp. 714-716.
- McComber, P., Nguyen, D.D. et Druez, J., 1978. Prévention par chauffage de la formation de givre ou de verglas sur les conducteurs cylindriques ou toronnés. *Canadian Electrical Engineering Journal*, Vol. 3, No. 2, pp. 27-33.
- Minsk L.D., 1982. How Effective are Icephobic Coatings? Proceedings of the 1<sup>st</sup> International Workshop on Atmospheric Icing of Structures Hanover, US Army Corps of Engineers, Cold Region Research & Engineering Laboratory, pp. 93-95.

- Moreau M., Rigoët P. and Dalle B., 1978. Conception des lignes aériennes en vue d'éviter les ruptures en cascade, emploi des pinces de suspension à glissement contrôlé. CIGRÉ, Session de 1978, 30 août – 7 septembre, N° 22-08, 8pp.
- Mulherin N.D. and Donaldson R.J.F., 1988. Removal of Atmospheric Ice from Broadcast Towers Using Low-Frequency, High-Amplitude Vibrations. Proceedings of the 4<sup>th</sup> International Workshop on Atmospheric Icing of Structures, Paris, Électricité de France (EDF) , pp. 405-410.
- Murase H., Tamura K., Kogure H. and Nanishi K., 1990. Development of New Coating with Hydrophobicity for Prevention from Snow Accretion on Antenna Radom. Proceeding of the 5<sup>th</sup> International Workshop on Atmospheric Icing of Structures Tokyo, Japanese Society of Snow and Ice, pp. B3-5(1-6).
- Ohishi F., Murase H., Kogure H., Nanishi K., Murata H. and Kasuya S., 1990. New Ice and Snow Repellent Coatings and their Applications to Railways. Proceedings of the 5<sup>th</sup> International Workshop on Atmospheric Icing of Structures Tokyo, Japanese Society of Snow and Ice, pp. B3-4(1-5).
- Phan L.C. et Sévigny A., 1978. Recherche sur le dégivrage des lignes de transport d'énergie électrique. L'Ingénieur, juillet-août 1978, pp. 3-8.
- Phan L.C. and Laforte J.L., 1981. The Influence of Electrofreezing on Ice Formation on High-Voltage DC Transmission lines. Cold Regions Science and Technology. Elsevier, Vol. 4, pp. 15-25. Proceedings of the 1<sup>st</sup> International Workshop on Atmospheric Icing of Structures Hanover, US Army Corps of Engineers, Cold Region Research & Engineering Laboratory, pp. 125-235.
- Polhman, J.C. and Landers, P., 1982. Present State-of-the-Art of Transmission Line Icing: IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Vol. PAS-101, No. 8, August 1982, pp. 2443-2450.
- Ross M.D. and Usher E.P., 1996. Modelled and observed operation of a Passive Melting Technology for Photovoltaic Arrays. Proceedings of the 7<sup>th</sup> International Workshop on Atmospheric Icing of Structures, Chicoutimi. Université du Québec à Chicoutimi et Hydro-Québec, pp. 245-250.
- Saotome H., Yoshioka M. and Okada K., 1988. Countermeasures for Snow Accretion on Conductors. Proceedings of the 4<sup>th</sup> International Workshop on Atmospheric Icing of Structures, Paris, Électricité de France (EDF), pp. 363-366.
- Smith S.O., 1994. Eddy-Current Deicer Tests. Aerospace Engineering, May 1994, pp. 36-39.

- Thowless E.A., 1982. Ice-Phobic Coatings Applied to Saline-Ice-Covered Whip-Type Antennas. Proceedings of the 1<sup>st</sup> International Workshop on Atmospheric Icing of Structures Hanover, US Army Corps of Engineers, Cold Region Research & Engineering Laboratory, pp. 159-161.
- Wakahama G., Kuroiwa D. and Goto K., 1977. Snow Accretion on Electric Wires and its Prevention. Journal of Glaciology, Vol. 19, No. 81, pp. 479-487.
- Wang S., 1987. Ice Coating and Protection for the Overhead Transmission Lines in the High-Altitude Yunnan Areas. IEEE/CSEE Joint Conference on High Voltage Transmission Systems in China, Beijing, October 17-22, 1987, pp. 653-658.
- Worsnop D.R., Miake-Lye R and Hed Z., 1992. Icing Prevention by Ultrasonic Nucleation of Supercooled Water Droplets in Front of Subsonic Aircraft. Technical Center Library, New Jersey, Technical Note No. DOT/FAA/CT-TN92/38, 57p.
- Yamamoto T., Naito T., Ando H. and Samejima M., 1990. A Countermeasure for Snow Accumulation by Method to Melt Snow on the Transmission Line Conductors. Proceedings of the 5<sup>th</sup> International Workshop on Atmospheric Icing of Structures Tokyo, Japanese Society of Snow and Ice, pp. B7-4(1-4).
- Yasui M., Maekawa K., Naganuma Y., Suzuki K., Kojima Y. and Ando H., 1987. Removal of Icy Snow Accumulation on the Transmission Line by Applying LC-Spiral Rod. Fujikura Technical Review, No. 16, 1987, pp. 26-33.
- Yasui M., Oka T. and Mori T., 1990. Experimental Study on Countermeasure for Snow Accretion on Power Transmission Lines. Proceedings of the 5<sup>th</sup> International Workshop on Atmospheric Icing of Structures Tokyo, Japanese Society of Snow and Ice, pp. B7-1 (1-6).
- Yoshida M., Ohichi T., Konno K. and Gocho M., 1991. Adhesion of Ice to Various Materials. Cold Regions Technology Conference 1991, October 29-31, Sapporo, Japan, 6p.
- Zumwalt G.W. and Egbert R.I., 1988. De-Icing of Microwave Dishes and Power Lines by Electromagnetic Impulse. IWAI'S'88, pp. 386-389.



sous-chapitre

## L'enfouissement des câbles et le développement des réseaux électriques souterrains

La Commission a examiné les aspects électriques du réseau, en relation avec sa configuration, ses équipements et leur vulnérabilité; elle s'est penchée sur la possibilité d'enfouir les câbles et de développer un réseau électrique souterrain pour se prémunir contre les effets des intempéries et de nouvelles tempêtes de verglas.

L'étude de l'enfouissement des câbles et de la possibilité de développer un réseau électrique souterrain a été confiée à M<sup>me</sup> Catherine Chauvin<sup>1</sup>.

Elle a analysé les aspects techniques, économiques, sociaux et environnementaux de l'implantation et de l'exploitation de tels systèmes. Elle a aussi étudié les conditions d'implantation des réseaux souterrains, avec une attention particulière pour l'évaluation et la comparaison des coûts des diverses configurations envisageables.

La recherche des documents et des données nécessaires a comporté quatre volets:

- Des échanges d'information avec Hydro-Québec.
- La recherche de documents, d'études et de rapports techniques auprès d'autres entreprises du domaine de l'électricité, notamment Ontario Hydro et Électricité de France de même qu'auprès de l'Association canadienne de l'électricité.
- Des échanges avec des ingénieurs à l'emploi d'entreprises de services de distribution d'électricité localisées en Ontario, au Manitoba, en Saskatchewan, en Alberta et en Colombie-Britannique.
- Des échanges d'information lors de rencontres avec des promoteurs immobiliers, des ingénieurs-conseils, des ingénieurs municipaux, et des ingénieurs de corporations membres de l'Association des redistributeurs d'électricité du Québec.

Outre les informations fournies par Hydro-Québec, l'une des principales sources d'information scientifique et technique utilisées provient d'une étude de l'Association canadienne de l'électricité intitulée « *Underground versus Overhead Systems* ». Cette étude, effectuée en 1992, comporte une évaluation quantitative et qualitative des différents facteurs à considérer dans le choix d'une configuration de réseau de distribution. Elle a été faite dans le but d'aider les ingénieurs et les gestionnaires à planifier, concevoir et exploiter les réseaux de distribution d'électricité afin de répondre aux besoins d'information des ingénieurs municipaux dans ce domaine. Trois études de cas, comparant les coûts d'implantation de réseaux aérien et souterrain, y sont présentées de façon détaillée.

---

1. Ingénieure physicienne spécialisée en environnement.

## SECTION 1

Sur le territoire desservi par Hydro-Québec, environ 90 % des infrastructures de distribution sont de type aérien; les réseaux souterrains restent essentiellement localisés dans les grands centres urbains, à Montréal et à Québec.

### 1.1 Les composantes des réseaux de distribution

Les réseaux de distribution d'électricité sont constitués de plusieurs sous-ensembles: les postes de distribution, les lignes à moyenne tension, les transformateurs et les lignes à basse tension.

Les postes de distribution servent à abaisser le voltage des lignes à haute tension (49 kV et plus) vers les lignes à moyenne tension (25 kV ou moins) et à contrôler l'intensité du courant dans chacune des lignes, en fonction de la consommation. Divers équipements, comme des disjoncteurs et des parafoudres, permettent de couper les circuits et de protéger ou d'isoler l'appareillage électrique.

Les lignes à moyenne tension partent des postes de distribution et rayonnent sur le territoire desservi sur plusieurs kilomètres. À la sortie des postes, ces lignes sont souvent enfouies à cause de l'encombrement relié au nombre élevé de circuits. Elles sont constituées de circuits principaux et secondaires munis d'appareils de sectionnement et de protection le long de leurs tracés (coupe-circuit, fusibles). Les circuits principaux forment l'ossature du réseau de distribution. Les circuits secondaires servent à l'alimentation locale et demeurent, en fait, des branchements effectués sur un circuit principal.

Les transformateurs servent à abaisser la tension au niveau utilisé chez les clients. Ils sont protégés par des fusibles, du côté de l'alimentation à moyenne tension, et reliés aux compteurs des abonnés par des câbles à basse tension. Les caractéristiques électriques des conducteurs font en sorte que la longueur des circuits à basse tension est presque toujours limitée à quelques centaines de mètres. À l'arrivée chez le client, on protège les circuits à basse tension par un disjoncteur.

Les réseaux de distribution desservent des territoires souvent étendus sur plusieurs dizaines de kilomètres carrés. Les circuits principaux à moyenne tension sillonnent l'ensemble du territoire, généralement le long des axes routiers, alors que les circuits secondaires à moyenne tension, les transformateurs secondaires et les circuits à basse tension sont répartis par secteurs et localisés à proximité des divers clients.

### 1.2 Les configurations typiques des réseaux de distribution

La plupart des réseaux de distribution sont mixtes et comportent des sections aériennes et des sections souterraines. De plus, on retrouve couramment des réseaux souterrains de type économique, combinant des câbles enfouis et de l'appareillage aérien ou au sol.

### 1.2.1 Les réseaux aériens

En milieu urbain et périurbain, à cause de la densité de charge par kilomètre de ligne, les réseaux de distribution sont implantés sur poteaux à courte portée. Les structures sont utilisées pour supporter les câbles à moyenne tension, l'appareillage électrique et les câbles à basse tension. Souvent, elles supportent aussi les câbles d'autres services publics<sup>2</sup> (fils téléphoniques, câbles TV), ce qui entraîne de multiples branchements secondaires entre les poteaux et les résidences. La densité des bâtiments en milieu urbain permet souvent que plusieurs unités d'habitation soient alimentées à partir de transformateurs installés en grappe, sur un même poteau.

En milieu rural, les distances à parcourir sont plus grandes et la demande en énergie par kilomètre de ligne est relativement faible. Les lignes à moyenne tension monophasées y sont installées sur des poteaux de bois à longue portée. L'espacement entre les propriétés rurales fait souvent en sorte que les habitations doivent y être alimentées séparément, par un petit transformateur (10 kVA ou moins) et un branchement à basse tension.

### 1.2.2 Les réseaux souterrains conventionnels

Les réseaux souterrains conventionnels sont souvent implantés dans les milieux fortement urbanisés en relation avec des considérations de sécurité. En effet, le nombre de circuits électriques requis et les caractéristiques du milieu bâti ne permettent pas toujours les dégagements nécessaires à l'entretien des équipements et à la protection du public.

Ils sont généralement très coûteux à implanter, pour les raisons suivantes :

- étant donné les risques d'avaries par excavation, les circuits à moyenne et à basse tension doivent être enfouis en conduits bétonnés ;
- l'absence d'espace disponible au sol fait en sorte que l'équipement de sectionnement et de transformation doit être installé en voûte souterraine ou à l'intérieur de bâtiments, dans des chambres électriques dites chambres annexes ;
- les travaux civils sont souvent associés à des dépenses importantes pour la réfection de surfaces de type conventionnel ou de qualité supérieure (trottoir, asphalte, ardoise, agrégat, granit, etc.) ;
- un pourcentage important de conduits est généralement réservé pour services futurs, afin de pouvoir répondre à une augmentation de la charge sur le réseau sans avoir à ouvrir de nouveau les surfaces aménagées ;
- les normes de construction sont plus sévères en matière de sécurité des travailleurs à cause de la demande en énergie élevée par kilomètre de réseau, jointe à l'utilisation d'appareillage électrique de grande puissance.

---

2. Commission scientifique et technique [verglas de janvier 98], «Les télécommunications», chap. dans *La sécurité civile, études sectorielles*, vol. 1, livre 2, chap. 2 (section 1,1), 1999.

### 1.2.3 Les réseaux mixtes et les réseaux souterrains de type économique

Au cours des trente dernières années, pour des considérations essentiellement esthétiques, plusieurs municipalités canadiennes ont adopté des règlements obligeant l'implantation de réseaux de distribution souterrains dans les nouveaux quartiers résidentiels.

Les configurations des réseaux ainsi implantés sont souvent mixtes: les circuits à moyenne tension, par exemple, sont généralement installés en configuration aérienne, le long des grandes artères, et en configuration souterraine, dans les quartiers résidentiels. Afin de limiter les coûts, les câbles à moyenne et à basse tension y sont enfouis dans des conduits bétonnés uniquement sous les traversées de voie publique. Les équipements de sectionnement et de transformation sont installés sur des socles de béton, ce qui permet d'éviter les coûts élevés de la construction de voûtes souterraines.

Des réseaux mixtes sont aussi parfois installés en milieu rural, en raison des risques d'accidents associés à la circulation de la machinerie agricole. En effet, plusieurs agriculteurs préfèrent éviter les lignes aériennes autour des bâtiments de ferme et demandent que le câble d'alimentation de leur propriété soit enfoui.

Par ailleurs, un vaste programme d'enfouissement des câbles électriques a été en vigueur en Saskatchewan, entre 1985 et 1995. Ce programme a été mis sur pied au moment où il a fallu remplacer le réseau aérien à moyenne tension. Ce dernier, construit au début des années 1950, n'avait pas la capacité voulue pour répondre à la croissance de la demande en électricité. De plus, la trop faible hauteur des poteaux d'origine ne permettait pas un dégagement aérien suffisant pour la machinerie agricole. Les analyses économiques ont démontré que le coût d'installation d'une nouvelle ligne aérienne sur des poteaux plus hauts équivalait à celui de l'enfouissement d'un câble par labour (en continu). Les poteaux, les transformateurs et les branchements secondaires d'origine ont été conservés. La Saskatchewan compte aujourd'hui près de 40000 km de câbles à moyenne tension ainsi enfouis.

## 1.3 L'équipement, les composantes et les infrastructures

Le coût total d'implantation d'un réseau de distribution varie selon le type d'équipement électrique choisi et les infrastructures civiles requises.

Pour les réseaux aériens, les choix se limitent essentiellement à la localisation des infrastructures et au type de poteaux utilisés. Les circuits principaux à moyenne tension sont généralement localisés dans les emprises de voies publiques tandis que les circuits secondaires, les transformateurs et les circuits à basse tension sont localisés en arrière-lot sur propriétés privées. On utilise des poteaux de bois, de béton ou de métal (acier, aluminium). Selon le nombre de circuits nécessaires, les poteaux sont munis ou non de traverses et différents modèles sont disponibles: standard ou esthétique, horizontal ou vertical, etc.

Les choix pour les circuits souterrains sont très variés. En effet, les raccordements au réseau principal à moyenne tension peuvent être aériens ou souterrains. Sur le plan de la distribution locale, on peut utiliser différentes techniques pour l'enfouissement des câbles et l'appareillage électrique peut être installé au sol, sur socles de béton, en voûte souterraine ou dans des chambres annexes.

Tableau 1

Les composantes des réseaux de distribution d'électricité				
Configuration de réseau	Équipements et infrastructures	Composantes du réseau		
		Circuits à moyenne tension	Circuits à basse tension	Appareillage de sectionnement et transformateurs
Aérien	Électrique	Câbles dénudés avec isolateurs	Câbles isolés	Boîtiers et barils
	Civil	Poteaux, traverses, haubans, ancrages et attaches		
Souterrain	Électrique	Câbles isolés avec puits d'accès	Câbles isolés	Cabinets Caissons étanches
	Civil	Enfouissement direct Conduit en tranchée ou par forage Conduits bétonnés		Socles de béton Voûtes souterraines Chambres annexes

### 1.3.1 L'équipement électrique

#### Les circuits à moyenne tension

Les câbles à moyenne tension sont disponibles dans plusieurs classes de courant et de tension, selon la puissance à faire transiter sur le réseau. Les classes de courant sont liées au diamètre du conducteur et les classes de tension s'échelonnent entre 5 kV, 15 kV et 25 kV. Le niveau de tension détermine les dégagements à respecter pour les câbles aériens et l'épaisseur de l'isolant requis pour les câbles souterrains.

Les câbles aériens sont constitués de conducteurs d'acier ou d'aluminium dénudés. Ils sont fixés sur poteaux ou sur traverse, à l'aide d'isolateurs en céramique. L'air ambiant agit comme isolant électrique entre les conducteurs à moyenne tension et le neutre ou la mise à la terre. Pour des considérations de sécurité, les câbles aériens nécessitent donc des dégagements plus ou moins importants, selon le niveau de tension.

Les câbles souterrains de technologie récente sont constitués d'un noyau conducteur recouvert d'un isolant solide et d'une enveloppe de cuivre agissant comme borne neutre pour la mise à la terre. La protection apportée par l'isolant solide entre le conducteur et le neutre fait en sorte qu'aucun dégagement électrique n'est requis.

En terme de coûts, l'achat des conducteurs représente une faible portion des investissements requis pour l'implantation d'une ligne aérienne, la majeure partie des investissements étant attribuable à l'achat et à l'installation des autres composantes et des structures portantes. Dans le cas des réseaux souterrains, le coût des câbles moyenne tension est plus élevé car, à caractéristiques équivalentes, les conducteurs isolés coûtent beaucoup plus cher que les conducteurs dénudés. De plus, dans les réseaux souterrains, les sections de câbles sont relativement courtes (200 à 250 mètres), ce qui exige l'aménagement de plusieurs puits de service.

## **L'appareillage de protection et de sectionnement**

Les réseaux à moyenne tension sont munis de systèmes de protection permettant le déclenchement automatique des lignes en cas de surcharge ou de court-circuit, et d'appareillage de sectionnement servant à isoler les différents branchements lors d'interventions sur le réseau.

Le nombre de sectionneurs requis s'avère souvent plus élevé pour les réseaux aériens que pour les réseaux souterrains, en raison de la configuration radiale des réseaux. Toutefois, l'appareillage aérien est généralement de confection rudimentaire et disposé en boîtiers métalliques fixés aux poteaux. Le coût de ses composantes demeure marginal en comparaison du coût d'implantation de la ligne.

L'appareillage souterrain est plus encombrant et peut représenter une partie appréciable du coût d'implantation d'un réseau. Les caissons étanches, installés dans des voûtes souterraines, sont beaucoup plus coûteux que les cabinets métalliques disposés en surface sur socle de béton ou dans des chambres annexes, à l'intérieur de bâtiments.

### **Les transformateurs**

Les transformateurs sont disponibles en plusieurs gammes de puissance et de formats. Les transformateurs aériens sont généralement petits (de 25 à 100 kVA) en raison de la capacité portante limitée des poteaux. Installés dans des contentants simples à fabriquer – essentiellement des barils – ils sont relativement peu coûteux.

Les transformateurs sur socles et les transformateurs souterrains sont plus encombrants et plus coûteux que les transformateurs aériens. Par exemple, l'achat et l'installation d'un transformateur de 100 kVA ou moins coûte entre 2000 \$ et 3400 \$ pour un appareil aérien et entre 3900 \$ et 5200 \$ pour un appareil sur socle.

Les transformateurs sur socles et les transformateurs souterrains sont aussi disponibles, dans des gammes de puissance plus étendues que celles de type aérien. L'installation d'un transformateur sur socle de 300 kVA à 750 kVA coûte entre 9400 \$ et 15000 \$. Si nécessaire, l'installation d'une voûte souterraine représente un coût additionnel de 10000 \$ à 15000 \$.

### **Les câbles à basse tension**

Les infrastructures civiles peuvent être partagées entre les réseaux à moyenne et à basse tension. En effet, les câbles aériens sont souvent fixés sur les mêmes poteaux et les câbles souterrains enfouis dans les mêmes tranchées. Des poteaux et des tranchées supplémentaires doivent cependant être ajoutés pour les circuits à basse tension, dont une partie du tracé doit s'étendre jusqu'aux compteurs des abonnés.

Cependant, les câbles souterrains sont généralement deux fois plus coûteux que les câbles aériens.

#### **1.3.2 Les infrastructures civiles**

La documentation sur les coûts des travaux « civils » requis pour l'implantation d'une ligne aérienne est apparue peu détaillée. En effet, seuls les coûts d'ensemble sont généralement donnés, par type de ligne et par kilomètre de réseau.

Par contre, pour l'enfouissement de câbles à moyenne et à basse tension, on trouve une abondante documentation technique donnant des informations détaillées sur les coûts de l'enfouissement de divers services d'utilité publique : éclairage de rue, distribution de gaz, réseau de drainage et d'égoût sanitaire, réseau d'aqueduc, etc.

On note ainsi qu'en souterrain, le coût des infrastructures civiles peut représenter une proportion importante du coût total de construction. Ainsi, le coût d'un câble isolé monophasé de classe 15 kV, avec conducteur d'aluminium, est de l'ordre de 25 \$ le mètre linéaire. Le coût des travaux civils pour l'enfouissement d'un tel câble peut varier entre 25 \$ le mètre, pour un enfouissement en conduit dans une tranchée en terrain non aménagé, et 97 \$ le mètre pour une installation en conduit bétonné sous la chaussée. À ce montant, on doit ajouter celui des puits de service, aux sections de câbles jointées.

Tableau 2

Les coûts des travaux pour l'enfouissement de câbles à moyenne et à basse tension			
Type de travaux		Unités	Coût unitaire <sup>1</sup>
Excavation	En tranchées	\$/mètre linéaire	20
	Par forage	\$/mètre linéaire	40 à 90
Enfouissement en tranchée	Conduit de plastique	\$/mètre linéaire	25
	Conduits bétonnés		
	1 conduit	\$/mètre linéaire	32
	6 conduits	\$/mètre linéaire	100
	12 conduits	\$/mètre linéaire	180
	24 conduits	\$/mètre linéaire	280
	Puits de service (4 ou 5 par km)	\$/unité	4000
Réfection de surfaces	Pelouse	\$/mètre linéaire	20
	Trottoir	\$/mètre linéaire	40
	Chaussée	\$/mètre linéaire	65

1. En dollars de 1992.

Source: Acres International Limited, Underground Versus Overhead Systems, document préparé pour l'Association canadienne de l'électricité, octobre 1992.

#### 1.4 Les coûts des composantes

Les coûts des diverses composantes des réseaux de distribution aériens et souterrains varient énormément et dépendent, entre autres, de la puissance à acheminer sur le réseau.

Pour les circuits aériens, les coûts ont été considérés pour des réseaux monophasés et triphasés, implantés en milieu urbain (25 poteaux par kilomètre). Pour les circuits souterrains, les coûts considérés sont ceux de l'enfouissement de câbles en conduits non bétonnés et en terrain non aménagé.



Tableau 3

Les coûts des composantes des réseaux de distribution aériens et souterrains			
Composantes du réseau	Unités	Coût unitaire	
		Aérien	Souterrain
Circuit à moyenne tension triphasé <sup>1</sup>	\$/mètre linéaire	26	53
Circuit à moyenne tension monophasé <sup>1</sup>	\$/mètre linéaire	20	32
Transformateurs <sup>2</sup>			
< 100 kVA	\$/unité	2000 à 3400	2900 à 4200
100 – 300 kVA	\$/unité	5400 à 3900	
300 – 750 kVA	\$/unité		10000 à 16600
Circuit à basse tension biphasé <sup>3</sup> 120/240 V	\$/mètre linéaire	16 à 20	35 à 43

1. Pour les circuits aériens, les conducteurs sont en acier de classe 13,8 kV et de diamètre 336 (triphase) et n° 2 (monophasé) installés sur poteaux de bois (25 poteaux par kilomètre). Pour les circuits souterrains, les conducteurs sont en aluminium isolé (classe 12,5 kV et diamètre 1/0); les travaux civils requis pour l'enfouissement des câbles sont de à 25 \$ le mètre linéaire (conduits non bétonnés en terrain non aménagé).

2. Pour les réseaux souterrains, les coûts proviennent des transformateurs sur socle. Il faut ajouter de 10000 \$ à 15000 \$ par unité pour l'installation d'une voûte souterraine.

3. Pour les circuits à basse tension, les coûts sont présentés pour conducteurs d'aluminium isolés de diamètre égal ou inférieur à 4/0, sur poteaux de bois (aérien) ou enfouis en conduit non bétonné (souterrain).

Source: Acres International Limited, *Underground Versus Overhead Systems*, document préparé pour l'Association canadienne de l'électricité, octobre 1992.

Les coûts d'implantation des circuits à moyenne et basse tension varient de façon importante selon le nombre de poteaux et le nombre de conducteurs (ou phases) par kilomètre de ligne. Les coûts d'implantation varient également selon la classe de tension des conducteurs et leur diamètre.

Sur la base des coûts relevés dans la littérature spécialisée, le rapport entre le coût des circuits souterrains et celui des circuits aériens est de l'ordre de 2/1. Ce rapport peut être encore plus élevé si les câbles doivent être enfouis en conduits bétonnés, dans des sols rocailleux, et si des puits de service doivent être aménagés.

De plus, à puissance équivalente, les transformateurs sur socles coûtent un peu plus cher que les transformateurs aériens et le surcoût pour un circuit souterrain peut augmenter si les transformateurs doivent être installés en voûte souterraine.

Le coût de l'appareillage de sectionnement et de protection des circuits à moyenne tension reste difficile à évaluer de façon générale: il varie beaucoup, en fonction de la configuration et de l'étendue du réseau ainsi que de la densité de charge par kilomètre de réseau. Néanmoins, il doit faire l'objet d'une évaluation détaillée, cas par cas, puisque cet appareillage, qui représente souvent une très faible portion du coût des circuits aériens, peut entraîner des coûts importants pour un réseau souterrain.

### SECTION 2

Une évaluation des divers facteurs à considérer dans le choix d'une configuration de réseau de distribution d'électricité a été faite, en accordant une attention particulière aux différences entre les options qui se présentent pour les réseaux aériens et souterrains sur les plans techniques, économiques, sociaux et environnementaux.

#### 2.1 Les aspects économiques

##### 2.1.1 Les coûts d'implantation des réseaux

Les réseaux aériens, base de référence, sont les moins coûteux à implanter en terme de matériaux et de main d'œuvre. Leur installation, relativement simple, n'exige pas de plans particuliers. De plus, l'entretien et les éventuelles réparations y sont aussi relativement simples, toutes les composantes du réseau étant visibles.

Selon la configuration du réseau et les options choisies, la différence de coût entre un réseau entièrement aérien et un réseau entièrement souterrain peut varier entre un rapport de 1/1 et un rapport de 20/1. Les réseaux aériens et souterrains présentent toutefois rarement les mêmes fonctionnalités en termes de fiabilité et de sécurité.

Par ailleurs, pour un même type de réseau, les coûts varient aussi parallèlement en fonction des choix de configurations. Par exemple, l'installation d'un réseau aérien d'apparence visuelle améliorée peut coûter 2 à 3 fois plus cher que celle d'un réseau aérien conventionnel. De même, les coûts d'installation des réseaux souterrains varient souvent du double au triple selon la configuration et les options retenues.

Les caractéristiques et l'aménagement du territoire à desservir ont aussi un impact important sur les coûts. La différence de coût entre réseau souterrain et réseau aérien est plus grande dans les milieux très urbanisés que dans les zones non aménagées. En effet, dans le cas des milieux urbanisés, il y a souvent des frais supplémentaires provoqués par la réfection des terrains, à la suite des travaux d'excavation.

##### 2.1.2 Les frais d'exploitation, d'entretien et de réparation

Les frais annuels d'exploitation et d'entretien des réseaux de distribution représentent généralement moins de 5 % du coût d'implantation ou de remplacement des installations. Ces frais sont rarement départagés entre réseaux aériens et souterrains par les services publics.

Les activités d'exploitation comprennent les manœuvres routinières effectuées sur les lignes et sur les équipements impliquant les abonnés. Les activités d'entretien font l'objet d'inspections et de vérifications effectuées dans les postes, sur les circuits et dans les emprises. Certaines activités d'exploitation et d'entretien restent toutefois spécifiques à chaque type de réseau.

Lors de la réparation d'éventuelles pannes, les réseaux souterrains sont généralement bouclés et chaque client peut être alimenté par deux sources différentes. Ainsi, lors de pannes de courant, les clients desservis par ce type de réseau peuvent être réalimentés par un circuit de relève. La réparation du circuit défectueux peut être faite après le rétablissement de service.

À l'opposé, les systèmes aériens comprennent souvent des sections de configuration radiale, où chaque client ne peut généralement être alimenté que par une seule source de courant. De plus, lors de pannes sur ce type de réseau, toutes les activités de réparation doivent être effectuées avant le rétablissement du service. Des équipes complètes doivent donc être disponibles, en tout temps, pour effectuer tous les types de réparation qui pourraient être nécessaires.

Dans l'ensemble, les réseaux souterrains coûtent moins cher à exploiter que les réseaux aériens, en particulier dans les milieux aménagés où il y a des arbres à maturité. Sur la base du coût d'investissement ou de remplacement des installations, les frais d'exploitation, d'entretien et de dépannage sont de 2 à 4 fois moins élevés pour les réseaux souterrains que pour les réseaux aériens. Cette différence tend cependant à s'atténuer, compte tenu des coûts par unité de puissance fournie au client, les coûts d'investissement étant généralement plus élevés pour les réseaux souterrains.

### **2.1.3 L'utilisation conjointe des infrastructures**

L'utilisation conjointe et le partage des infrastructures entre les entreprises de services publics peuvent considérablement réduire les coûts d'implantation et d'exploitation des réseaux. Une telle utilisation devient particulièrement avantageuse pour les réseaux aériens, les structures portantes constituant une grande partie de leur coût initial.

Dans le cas des réseaux souterrains, les économies sont relativement plus intéressantes en milieu urbanisé, le coût des travaux civils étant proportionnellement plus élevé. L'expérience montre toutefois que les entreprises de services publics ne trouvent pas beaucoup d'intérêt dans le partage de réseaux souterrains en milieu urbain. Souvent, les services de télécommunications ont été précédemment enfouis.

Quant aux prolongements de réseaux souterrains dans des quartiers résidentiels, les tranchées d'excavation peuvent être partagées pour l'enfouissement des services d'électricité, de téléphone et de câblodistribution (TV). Les économies sont toutefois moins importantes, car la proportion des travaux civils par rapport aux coûts totaux est plus faible.

## **2.2 Les aspects techniques**

### **2.2.1 La durée de vie utile**

En l'absence d'événements exceptionnels et avec un programme d'entretien adéquat, la durée de vie utile des réseaux de lignes aériennes bien dégagées est de l'ordre de 30 à 50 ans. Les coûts d'opération et d'entretien augmentent toutefois avec l'âge du réseau, à la fois pour les structures portantes et le matériel électrique.

Par ailleurs, contrairement à ce que l'on pourrait croire, les câbles souterrains ont une durée de vie utile moindre que celle des câbles aériens. Les premiers câbles à isolant de polyéthylène ont connu, dans certains cas, un vieillissement prématuré et ont dû être remplacés après 15 à 25 ans d'usage. Les progrès technologiques ont permis d'améliorer la durabilité des câbles, qui atteint aujourd'hui 40 ans ou plus. La confection des câbles de technologie récente comprend l'imperméabilisation du conducteur par injection de silicone, l'utilisation d'un isolant électrique plus performant (le polyéthylène réticulé) et le recouvrement du câble par une gaine plastifiée pour réduire le nombre de discontinuités et de bris, souvent inévitables, lors de l'installation en réseau.

Pour les deux types de réseaux, la durée de vie utile des autres composantes majeures comme les transformateurs et l'appareillage de sectionnement est de l'ordre de 40 ans, alors que la durée de vie des infrastructures civiles souterraines est généralement de 70 à 80 ans.

### **2.2.2 L'évolution des besoins**

Les différentes configurations de réseaux offrent des possibilités très variées en terme d'augmentation de la capacité de transit de puissance électrique. Cette capacité peut généralement être augmentée à un coût plus faible pour les réseaux aériens que pour les réseaux souterrains.

Dans le cas d'un réseau aérien, on peut installer de nouveaux câbles et de l'équipement supplémentaire sur les poteaux, remplacer les câbles par d'autres ayant un plus grand diamètre, augmenter le nombre de phases ou le nombre de circuits. Au-delà d'une certaine charge, toutefois, une nouvelle ligne devra être installée, les considérations liées à la fiabilité, la sécurité et l'esthétisme limitant la capacité de transit sur une seule série de poteaux.

Dans le cas d'un réseau souterrain, les possibilités sont moins nombreuses et toujours plus coûteuses. Par conséquent, les câbles à moyenne tension de ces réseaux sont souvent surdimensionnés, de manière à permettre une certaine croissance de la demande au cours de leur vie utile. De plus, lors de l'aménagement des réseaux en conduits bétonnés, des conduits de réserve sont généralement prévus; le coût de l'ajout d'un câble souterrain devient alors comparable à celui de l'ajout d'une nouvelle ligne aérienne.

### **2.2.3 La fiabilité**

Sur les réseaux aériens, les pannes, provoquées la plupart du temps par des intempéries, ont une fréquence annuelle moyenne variant entre 6 et 20, par 100 km de circuit primaire.

En réseaux souterrains, la plupart des pannes sont causées par des erreurs lors de travaux d'excavation. Les pannes causées par des défauts des câbles tendent à augmenter avec le temps. Leur fréquence annuelle moyenne varie entre 1 et 9, par 100 km de circuit primaire: les développements technologiques permettront de réduire cette fréquence.

Les travaux de réparation, à la suite des pannes de courant, impliquent généralement la localisation du défaut ou du bris, l'isolation du circuit, la réparation de l'équipement et la remise sous tension du réseau. La localisation des défauts est facilitée lorsque les infrastructures sont localisées dans l'emprise des voies publiques, plutôt qu'en arrière-lots de propriétés privées, par exemple. Les délais de localisation sont plus courts pour les réseaux aériens (environ une heure ou moins) que pour les réseaux souterrains (environ deux heures ou moins). Toutefois, les réseaux souterrains étant généralement bouclés, on peut rétablir le courant une fois le défaut localisé, processus impossible sur un réseau aérien.

#### **2.2.4 Les facteurs climatiques**

Les conditions météorologiques et la température jouent un rôle important dans l'exploitation des réseaux aériens. En effet, les courants qui y transitent varient de façon appréciable en fonction de la température et le fléchissement des câbles augmente avec la température de l'air et celle des conducteurs.

Par ailleurs, les conducteurs ainsi que l'appareillage électrique des réseaux aériens, que ce soit pour la protection, la transformation ou le mesurage, sont directement exposés à la foudre. Les câbles et leurs structures portantes subissent les contraintes thermiques et mécaniques associées aux vents, aux précipitations, aux accumulations de glace et aux variations de température. De plus, plusieurs pièces d'équipement sont exposées aux effets des polluants atmosphériques et sont donc sujettes à un vieillissement accéléré, principalement en milieu urbanisé et le long des grands axes routiers.

Les réseaux souterrains présentent l'avantage d'être peu sensibles aux conditions météorologiques. La température du sol est moins élevée et beaucoup plus stable que celle de l'air ambiant, ce qui augmente les marges de sécurité liées à la dissipation de la chaleur dégagée par l'appareillage électrique. Par ailleurs, les réseaux souterrains sont peu sujets aux risques d'inondations, étant conçus pour une exposition presque continue à l'eau et à l'humidité ; ils doivent cependant être bien drainés.

#### **2.2.5 La localisation des infrastructures**

Les contraintes liées au milieu physique, notamment la nature ou le type de sol et la présence d'obstacles tels que des bâtiments, des ouvrages d'art et des traversées de cours d'eau, dictent les choix en matière de configuration des réseaux et de localisation des infrastructures et des équipements.

La localisation des réseaux aériens doit aussi tenir compte des changements et de l'évolution du milieu naturel. En effet, la croissance d'arbres à maturité à proximité des lignes peut engendrer des coûts d'entretien supplémentaires et réduire la fiabilité et la durabilité des installations. Des travaux d'émondage sont régulièrement requis dans les emprises et doivent être jumelés à des travaux similaires sur les propriétés privées.

Au début des années 1960, la localisation en arrière-lot des circuits aériens est devenue très populaire dans les quartiers résidentiels. L'expérience démontre aujourd'hui qu'à plus ou moins long terme l'aménagement paysager, l'installation de piscines, de haies, de clôtures et de cabanons constitue une sérieuse limitation à leur accès.

Parallèlement, la croissance de certaines espèces d'arbres augmente les risques de pannes et de bris. Cette problématique est aggravée lors de tempêtes ou d'accumulations de neige et de glace.

### **2.2.6 La sécurité des installations**

Les réseaux électriques souterrains présentent diverses contraintes de sécurité pour les travailleurs. Le principal danger est lié à l'accumulation de gaz toxiques dans les puits de raccordement et les voûtes souterraines; les normes de construction et les procédures de travail doivent prévoir une ventilation adéquate des ouvrages. De plus, le confinement de l'appareillage électrique fait en sorte que les travaux peuvent être difficiles à faire sous tension; ce désavantage est cependant souvent compensé par l'installation de coupe-circuits indépendants, localisés à divers endroits du réseau.

## **2.3 Les aspects sociaux et environnementaux**

### **2.3.1 La continuité du service**

En conditions normales d'exploitation, l'indice de continuité de service des réseaux de distribution d'électricité est moins élevé pour les réseaux aériens que pour les réseaux souterrains. Cet état de situation est lié à la configuration typiquement radiale des réseaux aériens ainsi qu'à leur exposition aux conditions météorologiques. Cependant, la performance des réseaux aériens et souterrains en matière de continuité de service reste très peu perceptible par la clientèle.

Les réseaux souterrains, on le conçoit aisément, sont beaucoup plus fiables que les réseaux aériens. De plus, les facteurs de sécurité utilisés lors de leur conception sont beaucoup plus élevés que pour les lignes aériennes, compte tenu des contraintes techniques et économiques liées à toute modification ou réparation des équipements électriques ou des infrastructures civiles.

En ce qui concerne les risques que comportent d'éventuels tremblements de terre, il faut considérer que les risques de bris sont à peu près équivalents pour les réseaux aériens et les réseaux souterrains. Dans le cas de perturbations sismiques majeures, sur l'ensemble du territoire, les services de distribution d'électricité, qu'ils soient aériens ou souterrains, devraient être rétablis par la construction de réseaux temporaires.

### **2.3.2 Les effets des champs électriques et magnétiques sur la santé**

Depuis une vingtaine d'années, les effets sur la santé des champs électriques et des champs magnétiques créés par les lignes à haute tension font l'objet de préoccupations, plus ou moins fondées.

Les champs électriques aux environs des lignes aériennes à très haute tension, à haute tension, de même qu'à moyenne et à basse tension ont peu d'incidence sur la santé humaine. De plus, pour toutes les gammes de tension, les normes sur la largeur des emprises des lignes et sur le dégagement des conducteurs par rapport au sol permettent d'éviter tout risque d'accident lié à la présence de champs électriques.

Quant aux champs magnétiques, certaines études ont montré une possible relation entre l'exposition à de forts champs magnétiques et la fréquence de certains cancers chez les individus qui y seraient exposés. Pour les lignes à haute tension, les normes en vigueur pour

le dégagement des conducteurs font en sorte que les niveaux d'exposition des populations aux champs magnétiques sont relativement faibles. Par contre, pour les lignes de distribution, les normes de dégagement des conducteurs aériens sont plus faibles et l'intensité des champs magnétiques à proximité des installations peut être significativement plus élevée. Ainsi, en milieu urbain, les réseaux aériens sont souvent localisés très près des habitations et surchargés d'équipement électrique. Les niveaux d'exposition aux champs magnétiques peuvent donc y être relativement élevés.

Des études épidémiologiques récentes, effectuées par l'Institut Armand-Frappier, indiquent que l'exposition aux champs magnétiques de basse fréquence (60 Hz) n'a pas d'incidence vérifiable sur l'apparition de cancers<sup>3</sup>. D'autres recherches indiqueraient cependant qu'il pourrait y avoir certaines perturbations du système immunitaire chez les enfants en bas âge<sup>4</sup>.

Quoi qu'il en soit, l'enfouissement des réseaux de distribution d'électricité en milieu urbain présente certains avantages en matière de réduction des niveaux d'exposition générale de la population aux champs magnétiques de basse fréquence.

### **2.3.3 Les considérations esthétiques et l'aménagement des abords**

L'impact visuel des réseaux de lignes aériennes est de plus en plus controversé, en particulier dans les quartiers résidentiels, dans les aires de conservation et de récréation ainsi que dans les zones patrimoniales.

Plusieurs possibilités s'offrent pour atténuer l'impact visuel des réseaux aériens, notamment l'utilisation de poteaux sans traverses, de béton ou de métal. L'impact visuel peut aussi être réduit en apportant une attention particulière à l'agencement des composantes, à la symétrie des structures et à la continuité des alignements.

L'expérience démontre toutefois que peu d'efforts sont déployés pour assurer la verticalité des poteaux, pour bien orienter les traverses, pour installer les transformateurs à angles droits par rapport aux structures et au sol ou pour éliminer les sections de câbles inutiles. De même, les manufacturiers d'équipement électrique accordent peu d'importance à l'apparence des composantes et adoptent rarement des concepts soignés.

L'utilisation conjointe des structures portantes par plusieurs entreprises encombre le champ visuel. La multiplication de câbles, de dimension et d'aspect variés, et la présence de jonctions apparentes, placées en milieu de portée, peuvent avoir des impacts visuels particulièrement incommodants.

De ce point de vue, les réseaux électriques souterrains offrent l'avantage de libérer le paysage et ne créent que relativement peu d'entraves à l'utilisation des espaces et à l'aménagement des propriétés. Dans les quartiers résidentiels, ils ne posent aucune contrainte à la présence d'arbres à maturité, souvent primés sur le plan de la valeur des propriétés et de la qualité du milieu de vie. Sur des terrains privés de faible superficie, ils permettent une pleine utilisation de l'espace au sol.

---

3. Les études ont porté sur l'exposition de rats à des champs magnétiques de forte intensité. Les conclusions sur l'apparition de cancers concernent ces populations animales.

4. Pauline GRAVEL, «Vivre dans les champs magnétiques, est-ce dangereux? La surprenante réponse de chercheurs québécois» dans *Science & Vie*, n° 973 (octobre 1998), p. 74-77.

La conception de réseaux souterrains comprenant de l'appareillage électrique sur socles doit toutefois être soigneusement étudiée, en particulier lorsque les lots sont de faible superficie. L'expérience démontre en effet que ce type d'appareillage peut être encombrant, surtout s'il est mal localisé. De plus, les piédestaux utilisés pour l'accès aux boîtes de jonction des câbles de téléphone et de télévision sont de confection rudimentaire et peuvent facilement être déboîtés, s'ils sont implantés trop près de voies publiques et des accès aux propriétés.

Par ailleurs, des efforts sont faits pour améliorer l'apparence des infrastructures des réseaux aériens. Ainsi, à proximité des zones urbaines, Hydro-Québec installe des pylônes dits « architecturaux » : il s'agit de tours, qui ont une meilleure apparence que les pylônes classiques faits de treillis métalliques. Il semble également que dans certains pays, notamment en Autriche, on accorde une attention particulière à l'apparence des poteaux des réseaux de distribution électriques.



### SECTION 3

#### 3.1 La nature et la complexité des travaux

Les différences de coût entre réseaux aériens et réseaux souterrains dépendent fortement de la nature et de la complexité des travaux à réaliser et doivent être évaluées au cas par cas.

On peut néanmoins établir deux grandes catégories de projets.

- Les projets d'implantation d'un nouveau réseau local ou de prolongement d'un réseau pour desservir de nouvelles clientèles.
- Les projets de modification de réseaux existants pour répondre à une augmentation de la demande en électricité ou pour remplacer des composantes en fin de vie utile.

Dans le cas des prolongements de réseaux, les travaux sont souvent effectués en milieu non aménagé et toutes les possibilités sont envisageables.

Les possibilités deviennent plus limitées dans le cas de modifications aux réseaux existants, car les configurations doivent être choisies en tenant compte des caractéristiques du milieu bâti.

#### 3.2 Des projets et des cas types

Un rapport exhaustif sur l'évaluation comparative des coûts et des performances des réseaux aériens et souterrains, préparé pour le compte de l'Association canadienne de l'électricité<sup>5</sup>, a été étudié par les spécialistes de la Commission.

##### 3.2.1 Les projets considérés

Les projets considérés sont de trois types.

- Le remplacement d'un réseau principal à moyenne tension en milieu rural.
- L'augmentation de la capacité d'un réseau (de 4 kV à 8 kV) en milieu urbain.
- Le prolongement d'un réseau en milieu périurbain, dans un nouveau quartier résidentiel et commercial.

Une revue de ces projets permet de fixer des jalons et d'établir des références en matière de choix de configuration aérienne ou souterraine et de coûts qui en découlent.

---

5. Acres International Limited, *Underground Versus Overhead Systems*, document préparé par l'Association canadienne de l'électricité, octobre 1992.

À cette fin, chaque projet a fait l'objet d'une analyse en trois volets :

- une estimation des coûts d'implantation, ventilée pour chacune des composantes de réseau, c'est-à-dire les circuits à moyenne tension, l'appareillage de protection et de sectionnement, les transformateurs et les circuits à basse tension ;
- une évaluation de la performance électrique de chaque option envisageable, incluant le calcul des fréquences d'interruptions ;
- une analyse économique à long terme (40 ans) permettant de comparer la valeur présente des coûts d'implantation, la valeur présente des ventes d'énergie et le coût marginal en énergie.

Les données consultées comprennent notamment les spécifications techniques, les coûts d'implantation en matériaux et main d'œuvre, la durée de vie utile de chaque composante de réseau, ainsi que la durée et le nombre moyen d'interruptions par année, le temps moyen requis pour le rétablissement de service et les coûts de dépannage et d'entretien. Ces données ont été obtenues par sondage, auprès de six entreprises canadiennes de distribution d'électricité : Alberta Power Limited, Edmonton Power, Newfoundland Power, TransAlta Utilities, Toronto Hydro et Winnipeg Hydro.

### **Le remplacement d'un réseau aérien principal en milieu rural**

Le premier projet considéré, celui du remplacement d'un réseau principal à moyenne tension en milieu rural, porte sur l'augmentation de la charge sur un réseau aérien en fin de vie utile.

Le choix d'une configuration aérienne implique le remplacement des poteaux, des conducteurs à moyenne tension et des transformateurs. Les circuits à basse tension existants peuvent être conservés.

Le choix d'une configuration souterraine implique d'enfouir directement, par labour, les circuits à moyenne tension. Les poteaux et les circuits à basse tension peuvent être conservés, tandis que les transformateurs aériens doivent être remplacés par des transformateurs sur socles.

### **L'accroissement de la capacité d'un réseau en milieu urbain**

Le projet d'augmentation de la capacité d'un réseau en milieu urbain porte sur une mise à jour des installations, par une augmentation de la classe de tension (de 4 kV à 8 kV). Les travaux sont réalisés dans un quartier complètement développé, avec des clientèles résidentielle, commerciale et industrielle.

Dans les zones résidentielles, considérant le couvert forestier important, les câbles aériens conventionnels (conducteurs dénudés) ne peuvent être utilisés et les lots sont trop petits pour permettre d'utiliser des transformateurs sur socle.

Le réseau aérien proposé consiste en un circuit principal à moyenne tension, aménagé en périphérie du secteur. En zones résidentielles, les circuits secondaires à moyenne tension sont constitués de câbles isolés pour augmenter la fiabilité compromise par la présence de nombreux arbres à maturité. Des transformateurs aériens sont utilisés pour la clientèle domestique et des transformateurs sur socle ou en chambres annexes sont utilisés pour les clientèles commerciale et industrielle. Les circuits à basse tension sont remplacés le long des principales artères et conservés dans les zones résidentielles.

Tableau 4

La modification et le prolongement de réseaux de distribution d'électricité								
Études de cas – Association canadienne de l'électricité								
Données techniques et économiques	Unités	Modification de réseaux existants				Prolongement de réseau		
		Distribution en milieu rural		Conversion en milieu urbain		Développement domiciliaire en milieu urbain		
		Aérien	Souterrain	Aérien	Souterrain	Aérien	Souterrain	
<b>Caractéristiques techniques</b>								
Nombre et type d'abonnés		35 fermes		985 résidences ; 156 commerces ; 20 industries			711 résidences ; 3 commerces	
Demande de pointe	kW	115		3 294			2 193	
Puissance installée	kVA	1 200	1 200	3 314	4 239	6 425	7 975	
Longueur de circuits MT <sup>1</sup>	km	64	69	4,3	8,0	7,1	11,8	
Fréquence d'interruptions	nombre/an	12,42	0,69	0,47	0,26	0,71	0,17	
<b>Coûts d'implantation</b>								
Circuits à moyenne tension	\$	579 478	645 900	193 600	1 507 682	182 814	502 582	
Sectionnement et protection	\$	3 600	1 500	11 800	560 000	6 500	10 000	
Transformateurs	\$	130 320	195 600	296 119	590 907	175 305	281 598	
Circuits à basse tension	\$	–	–	19 203	247 783	479 124	789 259	
Total	\$	713 398	843 000	520 722	2 906 372	843 743	1 583 439	
Coût total par abonné	\$	20 383	24 086	449	2 503	1 182	2 218	
Rapport souterrain/aérien		1,2 : 1		5,6 : 1			1,9 : 1	
Coût différentiel par abonné	\$	3 703		2 055			1 036	
<b>Analyse économique</b>								
Valeur présente des coûts	\$	2 187 078	2 149 094	21 085 426	23 701 012	1 480 176	16 155 452	
Valeur présente des ventes	MWh	8 930	8 939	320 108	320 129	213 113	213 128	
Coût marginal en énergie	\$/kWh	0,2449	0,2404	0,0659	0,0740	0,0695	0,0758	

1. MT: moyenne tension.

Source : Acres International Limited, Underground Versus Overhead Systems, document préparé pour l'Association canadienne de l'électricité, octobre 1992.

Le réseau souterrain considéré consiste en un circuit principal à moyenne tension installé sous la chaussée, dans des massifs de 6 à 24 conduits bétonnés, et des circuits secondaires à moyenne tension aménagés par forage. Des transformateurs sur socle, souterrains et en chambres annexes sont utilisés. Les circuits à basse tension sont remplacés le long des principales artères et conservés dans les zones résidentielles.

### **Le prolongement d'un réseau périurbain dans un nouveau quartier**

Le projet de prolongement d'un réseau en milieu périurbain, dans un nouveau quartier résidentiel et commercial, vise à desservir des clientèles domestique et commerciale. Le choix d'installer un réseau aérien ou un réseau souterrain dépend essentiellement de considérations économiques.

Dans la perspective d'un réseau aérien, les circuits à moyenne tension sont installés en avant-lot, dans les emprises de rues.

Pour le réseau souterrain, le raccordement au réseau principal est effectué en aérien, les câbles à moyenne et à basse tension sont enfouis en tranchée, des transformateurs sur socles étant utilisés.

#### **3.2.2 La comparaison des projets**

La compilation des coûts, répartis par abonné, montre que les projets sont beaucoup plus coûteux en milieu rural (plus de 20000 \$) qu'en milieu urbain ou périurbain (moins de 2500 \$). Le coût marginal en énergie apparaît aussi plus élevé, soit environ 24 ¢/kWh contre environ 7 ¢/kWh. Ces différences sont liées à la densité linéaire de charge sur le réseau.

La prévision des fréquences d'interruptions de service montre une fréquence plus élevée dans les cas des réseaux aériens, par un facteur variant entre 2 et 18 fois, en raison de la longueur du tracé et de la configuration radiale du réseau. Pour les réseaux en milieux urbain et périurbain, au moins deux sources d'alimentation à moyenne tension sont prévues sur le réseau local, ce qui diminue la fréquence et la durée des interruptions. De plus, pour la conversion en milieu urbain, les circuits secondaires à moyenne tension sont constitués, en bonne partie, de câbles isolés.

Le rapport entre les coûts d'un réseau souterrain et ceux d'un réseau aérien varie entre 1,2/1 et 5,6/1. La différence de coût la plus élevée correspond au projet en milieu urbain aménagé; elle est principalement liée aux travaux civils requis pour l'enfouissement des circuits à moyenne tension (forages et canalisations bétonnées) et à la confection de voûtes souterraines pour l'appareillage de sectionnement et de protection. La différence de coût par abonné dépend à la fois du coût total d'implantation et de la densité linéaire de charge sur le réseau. Il est de 3700 \$ en milieu rural, 2055 \$ en milieu urbain et 1036 \$ en milieu périurbain.

### **3.3 Des études de cas par Hydro-Québec**

À la suite de la Commission parlementaire permanente de l'Économie et du Travail, tenue en février 1998, le Plan stratégique 1998-2002 d'Hydro-Québec a été amendé pour inclure une proposition à la Régie de l'énergie concernant la mise sur pied d'un programme d'enfouissement des lignes de distribution dans les agglomérations urbaines à haute densité<sup>6</sup>.

---

6. Décret 887-98, 22 juin 1998, *Concernant des ajustements au plan stratégique 1998-2002 d'Hydro-Québec*, (1998), 130 *Gazette officielle du Québec*, partie 2, 4013.

Par ailleurs, à la demande de la Commission<sup>7</sup>, une évaluation comparative du coût d'implantation de réseaux aériens et souterrains a été effectuée par Hydro-Québec. Les projets considérés dans le cadre de cette évaluation concernent tous des prolongements de réseaux dans de nouveaux quartiers résidentiels, les habitations étant réparties de part et d'autre d'une voie publique d'environ 150 m de long. Le nombre total de nouveaux abonnés varie entre 18 et 96, selon le type d'habitation. La superficie totale du territoire considéré est faible, soit un peu plus d'un hectare, et presque identique d'un projet à l'autre. Une configuration de base, commune à tous les projets examinés, a été retenue afin de restreindre les facteurs de variation.

Les coûts d'implantation ont été calculés pour trois cas types.

- Un réseau aérien de base.
- Un réseau souterrain économique (câbles souterrains avec appareillage sur socle).
- Un réseau souterrain conventionnel (câbles souterrains avec appareillage enfoui).

Dans le cas de réseaux souterrains, les coûts ont été évalués pour l'enfouissement des câbles en canalisations bétonnées, d'une part, et non bétonnées, d'autre part.

### 3.3.1 L'évaluation des coûts

L'évaluation des coûts des travaux de prolongement de réseaux a été faite par Hydro-Québec, conformément au *Règlement sur les conditions de fourniture d'électricité*<sup>8</sup> (Section IV), règlement qui stipule :

- les coûts des matériaux, de la main d'œuvre et de l'équipement requis ; ces coûts sont déterminés en fonction des coûts unitaires fixés par Hydro-Québec, au 31 mars de chaque année pour les réseaux aériens. L'achat et l'installation des transformateurs et de leurs accessoires sont exclus tandis que, pour les réseaux souterrains, la différence de coût entre l'aérien et le souterrain est incluse ;
- les coûts estimés pour les droits de passage ou autres servitudes et l'acquisition de biens et services fournis par des tiers, nécessaires pour effectuer les travaux ;
- une provision pour les frais d'exploitation et d'entretien liés à la fourniture du service d'électricité ;
- une provision estimée pour les coûts de réinvestissement en fin de vie utile ;
- des frais d'administration, applicables sur la somme des montants précités.

Pour le calcul des frais et des provisions, les taux suivants sont spécifiés au *Règlement tarifaire en vigueur à compter du 1<sup>er</sup> mai 1998*<sup>9</sup> : 9,3 % pour les frais d'exploitation et d'entretien ainsi que pour les provisions de réinvestissement sur l'équipement et 30 % pour les frais d'administration.

---

7. Hydro-Québec, *Évaluation des coûts de réseaux de distribution*, 1998.

8. *Règlement n° 634 d'Hydro-Québec sur les conditions de fourniture d'électricité*, R.R.Q., c. H-5, r.0.2.

9. *Règlement n° 663 d'Hydro-Québec établissant les tarifs d'électricité et les conditions de leur application*, R.R.Q., c. H-5, décret 555-98, (1998) 130, *Gazette officielle du Québec*, 2261.

Le règlement sur les conditions de fourniture d'électricité précise que, si les travaux sont effectués uniquement en réseau aérien, le requérant ne défraye pas les coûts des travaux. Par contre, si les travaux sont effectués en souterrain, le requérant doit payer une contribution égale à la différence entre les coûts encourus et ceux qu'un réseau aérien<sup>10</sup> aurait représenté. Le requérant peut également défrayer l'ensemble des coûts et percevoir un remboursement, sur la base de chaque logement desservi, au moment du branchement. Le montant du remboursement s'élève à 2000 \$ ou moins<sup>11,12</sup>.

### 3.3.2 Les évaluations d'Hydro-Québec

Pour fins de comparaison et à la demande de la Commission, les coûts ont été évalués pour des travaux de prolongement de réseau en excluant les montants correspondant aux droits de passage ou autres servitudes et à l'acquisition de biens et services fournis par des tiers.

Pour chacune des trois cas considérés, Hydro-Québec a évalué :

- les coûts des matériaux, de la main d'œuvre et de l'équipement ;
- les provisions pour exploitation et entretien ;
- les provisions pour réinvestissement ;
- les frais d'administration.

Pour les réseaux souterrains, les évaluations comportent :

- la somme des coûts des travaux civils et ceux relatifs à l'achat et à l'installation de l'équipement électrique ;
- les provisions sur les coûts d'achat et d'installation de l'équipement électrique pour réinvestissement en fin de vie utile ;
- le montant de la contribution requise par abonné ;
- les coûts des travaux civils requis pour le raccordement au réseau principal ;
- les coûts des travaux requis pour les espaces verts.

Pour les réseaux aériens et souterrains, elles comportent aussi :

- les coûts totaux des travaux par unité de logement ;
- les provisions pour frais d'exploitation et d'entretien.

---

10. Règlement n° 634, *op. cit.*, note 8.

11. *Ibid.*

12. Règlement n° 663, *op. cit.*, note 9.

Pour les fins de la présente analyse, les évaluations des coûts d'implantation des réseaux souterrains ont été regroupées selon trois types de dépenses :

- les coûts des travaux civils requis pour le raccordement au réseau principal;
- les coûts des travaux civils requis pour le réseau de distribution locale;
- les coûts de l'appareillage électrique requis pour le réseau de distribution locale.

L'ensemble des coûts d'implantation des réseaux augmente avec le nombre d'abonnés et varie entre 40 000 \$ et 170 000 \$ pour les réseaux aériens et entre 110 000 \$ et 300 000 \$ pour les modèles souterrains. Le coût par abonné varie entre 600 \$ et 1300 \$ pour les réseaux aériens et entre 2000 \$ et 10 000 \$ pour les réseaux souterrains.

Les coûts d'implantation d'un réseau souterrain de type économique (canalisation souterraine et appareillage sur socles) par rapport à un réseau aérien conventionnel sont de 3 à 5 fois plus élevés<sup>13</sup>. Pour un réseau souterrain conventionnel (câbles et appareillage électrique enfouis), un peu plus complexe, ce rapport varie de 5 à 9 fois.

Les informations fournies par Hydro-Québec ont permis de vérifier les taux utilisés pour le calcul des frais d'exploitation et d'entretien de même que pour le calcul des provisions de réinvestissement sur l'équipement électrique :

- dans le cas des options de réseaux aériens, une provision représentant 14,0 % de la valeur estimée du coût total des travaux a été comptabilisée pour fins d'exploitation et d'entretien;
- dans le cas des options de réseaux souterrains, une provision représentant 12,7 % de la valeur estimée du coût d'achat et d'installation de l'équipement électrique a été comptabilisée pour fins d'exploitation et d'entretien;
- dans le cas des options de réseaux souterrains, une provision représentant 27,2 % de la valeur estimée du coût d'achat et d'installation de l'équipement électrique a été comptabilisée pour réinvestissement en fin de vie utile.

---

13. Les coûts estimés par Hydro-Québec pour des réseaux souterrains de type économique semblent élevés en comparaison des coûts présentés à la section précédente, pour le projet de développement domiciliaire en milieu périurbain. En contrepartie, les coûts pour les réseaux aériens semblent plus faibles.

Tableau 5

Le prolongement de réseaux de distribution d'électricité dans des quartiers résidentiels													
Études de cas – Hydro-Québec													
Options de réseaux souterrains							Différence de coûts souterrain: aérien			Coût par abonné			
Configurations		Coûts d'implantation du réseau					Total aérien			Aérien			
Nombre et type d'habitations	Infrastructures civiles		Principal Travaux civils	Secondaire Travaux Appareillage civils électrique		Total souterrain	Total aérien	Écart	Rapport	Aérien	Souterrain	Écart	
	Appareillage	Canalisation											
												\$	
18 maisons individuelles	Sur socle	Non bétonnée	12 290	28 673	38825	79 788	23 987	55 801	4,6 : 1	1 333	6 123	4 790	
		Bétonnée		35 174							86 290	62 303	5 151
	Souterrain	Non bétonnée	59 218	88438	159 946	135 959					6,7 : 1	8 886	7 553
		Bétonnée	72 362		173 090	149 103					7,2 : 1	9 616	8 283
36 maisons en rangées (9 blocs de 4)	Sur socle	Non bétonnée	17 322	43 682	83749	144 753	29 408	115 344	4,9 : 1	817	4 021	3 204	
		Bétonnée		52 897							153 968	124 560	3 460
	Souterrain	Non bétonnée	83 373	130915	231 610	202 202					7,9 : 1	6 434	5 617
		Bétonnée	107 154		255 391	225 983					8,7 : 1	7 094	6 277
90 unités (10 blocs de 3 triplex)	Sur socle	Non bétonnée	24 542	43 229	140162	207 933	52246	155 687	4,0 : 1	581	2 310	1 730	
		Bétonnée		50 715							215 419	163 174	1 813
	Souterrain	Non bétonnée	95 375	178634	298 551	246 305					5,7 : 1	3 317	2 043
		Bétonnée	111 550		314 726	262 480					6,0 : 1	3 497	2 583
96 unités (12 blocs de 2 quadruplex)	Sur socle	Non bétonnée	21 627	48 177	130355	200 159	56624	143 535	3,5 : 1	590	2 085	1 495	
		Bétonnée		54 817							206 799	150 176	1 564
	Souterrain	Non bétonnée	92 138	168766	282 531	282 531					5,0 : 1	2 943	2 943
		Bétonnée	106 893		297 286	297 286					5,3 : 1	3 097	3 097

Source: Hydro-Québec, *Évaluation des coûts de réseaux de distribution*, Demande de la Commission.



Les provisions pour exploitation, entretien, réinvestissement et administration correspondent à un taux de majoration sur les coûts totaux variant entre 1,52 et 2,09. Les coûts non majorés sont comparables aux coûts des projets décrits dans le rapport de l'association canadienne de l'électricité, pour des configurations de réseaux souterrains équivalentes (réseau souterrain de type économique, avec appareillage sur socle et canalisations non bétonnées).

Tableau 6

Les coûts et les taux de majoration*							
Études de cas – Hydro-Québec Projets de prolongement de réseaux							
Options de réseaux souterrains							
Nombre et type d'habitations	Infrastructures civiles		Coûts estimés		Coûts non majorés		Taux de majoration
	Appareillage	Canalisation	Total	Par abonné	Total	Par abonné	
			\$				%
18 maisons individuelles	Sur socle	Non bétonnée	110 212	6 123	52 842	2 936	2,09
		Bétonnée	116 713	6 484	57 844	3 214	2,02
	Souterrain	Non bétonnée	159 946	8 886	103 598	5 755	1,54
		Bétonnée	173 090	9 616	113 709	6 317	1,52
36 maisons en rangées (9 blocs de 4)	Sur socle	Non bétonnée	144 753	4 021	92 942	2 582	1,56
		Bétonnée	153 968	4 277	100 031	2 779	1,54
	Souterrain	Non bétonnée	231 610	6 434	149 389	4 150	1,55
		Bétonnée	255 391	7 094	167 682	4 658	1,52
90 unités (10 blocs de 3 triplex)	Sur socle	Non bétonnée	207 933	2 310	129 144	1 435	1,61
		Bétonnée	215 419	2 394	134 902	1 499	1,60
	Souterrain	Non bétonnée	298 551	3 317	190 394	2 115	1,57
		Bétonnée	314 726	3 497	202 837	2 254	1,55
96 unités (12 blocs de 2 quadruplex)	Sur socle	Non bétonnée	200 159	2 085	125 319	1 305	1,60
		Bétonnée	206 799	2 154	130 427	1 359	1,59
	Souterrain	Non bétonnée	282 531	2 943	180 240	1 878	1,57
		Bétonnée	297 286	3 097	191 590	1 996	1,55

\* Les taux de majoration utilisés par Hydro-Québec pour l'estimation des coûts totaux d'implantation de réseaux souterrains sont de 1,8 pour l'équipement électrique et de 1,3 pour les travaux civils.

Sources : Hydro-Québec, *Évaluation des coûts de réseaux de distribution*, Demande de la Commission, Hydro-Québec, *Règlement n° 634 sur les conditions de fourniture d'électricité* et Hydro-Québec, *Règlement n° 663 établissant les tarifs d'électricité et les conditions de leur application*.

### 3.4 Les exigences techniques et les modalités d'implantation

Les spécifications d'Hydro-Québec relatives aux infrastructures civiles requises pour l'aménagement des réseaux électriques souterrains peuvent varier d'une direction régionale à l'autre.

Dans la région Saint-Laurent, des réseaux de type conventionnel avec conduits bétonnés, voûtes et puits d'accès, sont généralement requis; les infrastructures civiles peuvent être cédées ou non à Hydro-Québec.

Par contre, dans les régions Richelieu et Laurentides, les réseaux de type souterrain conventionnel sont rarement autorisés. Les configurations avec conduits enfouis en tranchées et transformateurs sur socles sont permises; les infrastructures civiles localisées dans les emprises de voies publiques doivent généralement être cédées à Hydro-Québec.

Pour la construction d'ouvrages civils, les autorités municipales peuvent choisir entre différentes modalités d'application<sup>14</sup>.

- Hydro-Québec exécute l'ensemble des travaux et facture à la municipalité le coût réel. Les travaux comprennent l'ingénierie (plans et devis), l'acquisition des servitudes et des droits de passage, la coordination avec les autres services d'utilité publique, les appels d'offre et la gestion de contrats, la réalisation et la surveillance des travaux ainsi que la révision des plans tels que construits.
- Hydro-Québec réalise l'ingénierie, procède à l'acquisition des servitudes et des droits de passage et participe à la surveillance des travaux ainsi qu'à la révision des plans tels que construits. La municipalité est alors responsable de la coordination avec les autres services d'utilité publique, des appels d'offre, de la gestion de contrats et de la réalisation des ouvrages.
- La municipalité exécute l'ensemble des travaux selon les spécifications d'Hydro-Québec qui participe alors seulement à leur surveillance et à la révision des plans tels que construits.

Ces différentes modalités peuvent conduire à certaines complications, une fois les travaux civils réalisés. En effet, plusieurs municipalités de la région Saint-Laurent et de la région Laurentides se sont vu refuser par Hydro-Québec l'installation de l'équipement électrique dans des réseaux souterrains aménagés selon les spécifications requises. Les raisons invoquées par Hydro-Québec pour ces refus concernent principalement le non-respect des normes de santé et de sécurité au travail pour l'exploitation de réseaux souterrains ainsi que les difficultés associées au « dimensionnement » de l'appareillage en fonction des prévisions de la demande en énergie sur le réseau.

---

14. Hydro-Québec, *Établissement de la distribution souterraine – Modalités d'application*, février 1990.

### SECTION 4

Les dépenses liées à l'entretien et à l'amélioration de la fiabilité des réseaux existants, ainsi qu'une partie des dépenses liées au prolongement de nouvelles infrastructures sont généralement imputées au budget annuel d'exploitation de l'entreprise de distribution d'électricité.

Tout investissement au-delà du coût équivalent à un réseau aérien de base doit être imputé à d'autres sources que les revenus provenant des ventes d'électricité, ce qui fait que les requérants doivent souvent fournir une contribution équivalente à la différence de coût entre un réseau de base (généralement aérien) et un autre type de réseau.

#### 4.1 Les raccordements au réseau d'Hydro-Québec

Le coût des travaux de raccordement aux réseaux de distribution est déterminé selon les conditions spécifiées au *Règlement sur les conditions de fourniture d'électricité*<sup>15</sup>.

La définition du coût des travaux retenue par Hydro-Québec comporte, dans le cas de prolongements en réseaux souterrains, une contribution supplémentaire pour les frais d'exploitation et d'entretien pour les coûts de réinvestissement en fin de vie utile et pour les frais d'administration. Le requérant est ainsi appelé à financer plus que le coût réel de construction du réseau souterrain, car les évaluations comprennent une majoration de 1,8 du coût d'achat et d'installation de l'appareillage électrique et une majoration de 1,3 du coût des travaux civils.

##### 4.1.1 Le financement municipal

Les modes de financement choisis par les municipalités pour les travaux d'enfouissement de réseaux de distribution varient selon le type de travaux réalisés.

Dans le cas de prolongements de réseaux dans de nouveaux quartiers, l'écart de coût entre l'aérien et le souterrain est généralement financé par le développeur et transféré dans le coût des propriétés vendues. Pour des raisons évidentes, et lorsque la réglementation municipale n'oblige pas l'implantation de réseaux souterrains, les « développeurs » choisissent donc généralement l'installation d'un réseau aérien de base.

Dans le cas du remplacement de réseaux aériens par des réseaux souterrains, les conditions de financement des travaux sont très variables. Souvent, de tels projets sont lancés par les municipalités dans le but d'améliorer l'esthétique des rues principales et des zones patrimoniales. Les travaux peuvent alors être financés à même les budgets de fonctionnement, à l'aide de fonds de réserve et de surplus accumulés ou par règlement d'emprunt.

##### 4.1.2 Le cas particulier de la Ville de Montréal

En 1909, la Ville de Montréal a reçu du gouvernement du Québec le pouvoir de réglementer l'utilisation de conduits souterrains pour la distribution de services électriques et de communication sur son territoire.

---

15. Règlement n° 634, *op. cit.*, note 8.

La Commission des services électriques de la Ville de Montréal (CSEVM), dont l'encadrement est prévu par la charte de la ville, en assume la responsabilité. Elle est dirigée par un conseil d'administration composé de cinq membres. Le président du Conseil est nommé par le gouvernement du Québec, deux membres sont nommés par la Ville, un autre est nommé par Hydro-Québec et le cinquième est élu par les autres usagers du réseau. La CSEVM a pour mission plus spécifique de planifier, de concevoir, de faire construire, d'entretenir, d'exploiter et d'administrer le réseau de conduits souterrains de la ville. Les usagers du réseau comprennent la Ville de Montréal – pour l'éclairage et la signalisation, les feux de circulation, les systèmes de communication d'urgence, etc. – Hydro-Québec, Bell Canada, Unitel Télécommunications, Vidéotron, CF Câble et la STCUM. D'autres utilisateurs profitent également de la présence des conduits souterrains comme les établissements d'enseignement, les banques, les hôpitaux, les réseaux d'information, les compagnies de publicité, etc.

Le réseau de conduits souterrains de Montréal est réparti sur plus de 600 kilomètres de rues et comprend environ 19 000 kilomètres de conduits, dont 30 % pour des services à venir. La valeur comptabilisée de ces infrastructures se chiffre à plus d'un demi-milliard de dollars et son coût de reconstruction est estimé à environ un milliard de dollars.

Une entente entre Hydro-Québec et la Ville de Montréal, qui conserve tous les pouvoirs d'emprunt et de gestion de fonds dans ce dossier, définit les programmes annuels de travaux de réfection du réseau municipal de conduits souterrains, d'enfouissement des fils et du déplacement hors-rue des poteaux et lignes aériennes. Cette entente précise aussi le mode de financement et le partage des coûts de travaux exécutés par la CSEVM. Depuis le premier janvier 1983, la Ville finance le coût des travaux par émission d'obligations amorties sur 20 ans. Le service de la dette est assumé par le biais des redevances facturables aux usagers de la CSEVM. La ville contribue cependant à 30 % du coût de travaux engagés à des fins d'embellissement.

Le service de la dette de la CSEVM est présentement de l'ordre de 52 millions de dollars. Il est financé à même les redevances qui sont facturées aux usagers, selon la proportion de conduits qu'ils réservent ou utilisent. En 1997, le partage de l'ensemble des coûts était réparti comme suit : 77 % pour Hydro-Québec (soit de l'ordre de 40 millions de dollars), 15 % pour la Ville de Montréal et 8 % pour les autres usagers. Pour la même année, le budget d'exploitation de la CSEVM était de l'ordre de huit millions de dollars et celui des immobilisations s'élevait à 10 millions de dollars.

Par ailleurs, en 1994, la CSEVM a entrepris divers projets de recherche visant à modifier les produits, les matériaux et les méthodes de construction des infrastructures civiles afin de diminuer les coûts d'implantation des conduits souterrains. En 1997, une division Développement technologique a été créée dans le but de poursuivre et d'accélérer des travaux orientés, par exemple, sur l'usage de sous-conduits permettant d'optimiser l'espace intérieur des conduits existants ainsi que sur la construction de chambres de transformation et de puits d'accès à l'aide de panneaux préfabriqués.

#### **4.1.3 Les programmes incitatifs d'Hydro-Québec**

Jusqu'en 1996, Hydro-Québec offrait aux municipalités la possibilité de convertir en souterrain une partie du réseau de distribution d'électricité localisé sur leur territoire, à un coût moindre que la différence stipulée dans le *Règlement sur la fourniture d'électricité*. Ce programme consistait en un crédit sur l'écart de coût entre un réseau aérien économique et un réseau souterrain, équivalent à 30 mètres de réseau par 1 000 abonnés<sup>16</sup>.

---

16. Hydro-Québec, *Directive BDN-02-66*, 31 août 1977.

Selon les spécifications d'Hydro-Québec, les municipalités devaient assumer le coût des travaux civils pour la construction des infrastructures. L'accumulation de crédits par périodes de 5 ans était généralement acceptée par les directions régionales.

Plusieurs municipalités ont profité de ce programme qui a favorisé le prolongement de réseaux souterrains dans les nouveaux quartiers résidentiels et le remplacement de réseaux aériens existants par des réseaux souterrains.

#### 4.1.4 L'exemple des programmes incitatifs d'Électricité de France

Électricité de France (EDF) est résolument engagée, depuis quelques années, dans une démarche pour améliorer l'insertion de lignes dans l'environnement<sup>17</sup>.

Un protocole, datant de 1992, définit une pratique de concertation avec les autorités et les organismes locaux de même que des mesures d'accompagnement. Un accord complémentaire spécial, renforçant ces mesures, a été signé avec l'État en 1997.

Parmi les mesures prévues au protocole, on retrouve l'enfouissement de lignes de tension inférieure au voisinage d'une ligne projetée. Le protocole prévoit également l'indemnisation des riverains pour les préjudices subis à la suite de l'implantation de la ligne. Les indemnités sont fixées par les Commissions départementales d'évaluation du préjudice visuel.

Les travaux d'enfouissement sont financés à l'aide de trois fonds :

- le Fonds d'aménagement des réseaux (F.A.R.) ;
- le Fonds d'amortissement des charges d'électrification rurale (F.A.C.E.) ;
- le Programme local pour l'environnement et l'emploi (P.L.E.E.).

EDF participe au F.A.R. pour un montant égal à 5 % de l'investissement de tout nouvel ouvrage à très haute tension et au P.L.E.E. pour un montant variant entre 4 % et 6 %. Les collectivités financent 25 % des travaux engagés par le F.A.R. et 30 % de ceux engagés par le F.A.C.E.

L'usage des fonds est décidé en Commission Départementale et en Comités Régionaux de Concertation (C.R.C). Les C.R.C s'organisent autour de représentants de l'État, d'élus (régions, départements, maires) et de représentants d'organismes (consommateurs, conseils économiques, associations environnementales, etc.), soit environ 20 personnes.

Pour la période 1993-1996, les mesures d'accompagnement prévues par le protocole ont permis :

- d'enfouir 5 000 km de lignes basse tension (sur une longueur totale de réseau de 650 000 km dont 1 500 000 en souterrain) ;
- d'enfouir 80 % des prolongements de réseaux à moyenne tension ;
- d'enfouir 400 km de lignes à haute tension.

---

17. C. DUBANTON, *Conventions et concertations sur les lignes – Insertion dans l'environnement, Résumé des démarches actuelles en France*, EDF Production Transport, 25 août 1998, 3 p.

## Conclusion

À la suite de l'examen du dossier de l'enfouissement des câbles et des équipements des réseaux de distribution d'électricité, la Commission en arrive aux constatations qui suivent.

- Les réseaux souterrains de distribution d'électricité offrent plusieurs avantages :
  - ils sont plus fiables que les réseaux aériens et offrent un indice de continuité de service plus élevé, en conditions normales d'exploitation ;
  - étant peu exposés aux intempéries, ils demeurent donc moins vulnérables aux caprices du climat ;
  - ils libèrent le paysage de structures dont l'impact visuel incommode suscite de plus en plus de préoccupations, en particulier dans les quartiers résidentiels, les aires de conservation et de récréation ainsi que dans les zones patrimoniales ;
  - en milieu urbain et périurbain, ils permettent une pleine utilisation de l'espace au sol et ne présentent aucune contrainte au développement d'arbres à maturité ;
  - en milieu densément urbanisé, dans le cadre d'une approche d'« évitement prudent », ils permettent de réduire les niveaux d'exposition de la population aux champs magnétiques de basse fréquence.
- Les réseaux souterrains sont cependant peu développés en Amérique du Nord, principalement pour des raisons économiques. Les grands espaces, la faible densité linéaire de charge et le fait qu'une contribution soit généralement exigée du requérant lors d'un prolongement en réseau souterrain favorisent le maintien et le développement de réseaux aériens conventionnels.
- Toutefois, il est à prévoir que les réseaux aériens seront de plus en plus souvent remplacés par des réseaux souterrains au cours des prochaines années, surtout dans les villes. À ce sujet, Hydro-Québec envisage deux axes de développement : la concertation entre les différentes entreprises de services publics, la recherche et le développement de techniques relatives aux méthodes d'enfouissement plus économiques<sup>18</sup>.

### **La contribution exigée par Hydro-Québec pour l'implantation de réseaux souterrains**

- Selon la loi sur Hydro-Québec, le requérant ne contribue pas au coût des travaux d'implantation d'un réseau de distribution locale d'électricité si ces derniers sont effectués uniquement en réseau aérien.
- Par contre, pour des travaux effectués en réseau souterrain, le requérant doit payer une contribution égale à la différence de coût entre le réseau choisi et un réseau aérien de base.
- Dans les faits, compte tenu des provisions prévues pour l'exploitation, l'entretien, le réinvestissement et les frais d'administration, Hydro-Québec exige du requérant une contribution supérieure à la différence de coût : cette méthode de calcul constitue un facteur dissuasif pour tout requérant intéressé par l'implantation d'un réseau souterrain.

---

18. Commission scientifique et technique [verglas de janvier 98], Transcriptions des séances d'audience publique portant sur la présentation d'Hydro-Québec du 8 octobre 1998 à Montréal.

### **La recherche et le développement**

- L'exploitation et l'entretien de réseaux souterrains conventionnels, pour lesquels toutes les composantes sont enfouies, présentent certaines contraintes en terme de sécurité pour le personnel. Les manœuvres et interventions se font en milieu confiné et les techniques de travail doivent être adaptées pour permettre un accès, à la fois sécuritaire et fonctionnel, aux voûtes et aux puits de raccordements souterrains.
- L'exploitation et l'entretien de réseaux souterrains ont aussi une incidence sur la planification des activités de maintenance et la tenue des inventaires en matériel électrique. Par exemple, les composantes les plus susceptibles de défaillance ou de bris ne sont pas nécessairement les mêmes pour les réseaux aériens et souterrains.

### **La méconnaissance des réseaux de distribution d'électricité au niveau municipal**

- Le verglas de janvier 1998 a mis en relief l'absence d'une connaissance appropriée des réseaux de distribution d'électricité par les intervenants locaux. En effet, la situation de monopole d'Hydro-Québec a démontré que les autorités municipales sont généralement peu familières avec les critères de conception, les techniques de construction et les contraintes d'exploitation des réseaux locaux de distribution d'électricité.
- Cet état de fait peut être lourd de conséquences en situation de panne, alors que divers intervenants sont appelés à identifier les dommages sur les réseaux, à mettre en œuvre les plans de mesures d'urgence et à contribuer au rétablissement des services.

### **Les choix contraints des promoteurs**

- Les prolongements de réseaux de distribution permettent de desservir de nouvelles clientèles et peuvent être aménagés en aérien ou en souterrain, selon les volontés des requérants.
- Cependant, en l'absence de réglementation municipale incitant à l'aménagement de réseaux souterrains, les promoteurs immobiliers sont peu enclins à verser à Hydro-Québec les contributions qu'elle exige pour couvrir les surcoûts, en attendant de pouvoir les transférer aux acheteurs des habitations.

### **Le remplacement des réseaux aériens**

- Les projets de remplacement de réseaux aériens existants par des réseaux souterrains sont très différents des projets de prolongements de réseaux.
- À la suite de la Commission parlementaire permanente de l'Économie et du Travail tenue en février 1998, le Plan stratégique 1998-2002 d'Hydro-Québec a été amendé pour inclure une proposition à la Régie de l'énergie concernant la mise sur pied d'un programme d'enfouissement des lignes de distribution dans les agglomérations urbaines à haute densité.
- Par ailleurs, en octobre 1998, Hydro-Québec a mandaté le Centre de Recherche et d'Expertise en Infrastructures Urbaines (CERIU) pour réaliser une étude dont l'objectif est d'identifier les conditions technico-économiques favorisant l'enfouissement des réseaux existants de services publics en milieu urbain. Cette étude est réalisée en partenariat avec, entre autres partenaires, Bell Canada, les

câblodistributeurs et les principaux intervenants du domaine municipal. Les lignes directrices de l'étude, spécifiées par Hydro-Québec, comprennent une évaluation des moyens et des méthodes permettant de diminuer les coûts d'enfouissement, d'exploitation, d'entretien et de reconstruction des réseaux. On trouvera en annexe un descriptif du mandat confié au CERIU.

- Les projets de remplacement de réseaux aériens ne sont pas liés à une augmentation des ventes d'électricité et doivent être initiés sur la base d'autres critères, comme le besoin d'une sécurité accrue d'alimentation. Ces travaux peuvent viser notamment l'enfouissement de certains éléments stratégiques des circuits principaux à moyenne tension, qui longent généralement les axes routiers.
- La durée de vie utile d'un réseau routier peut varier entre 20 et 40 ans mais des travaux majeurs de réfection de rues, qui entraînent un dérangement important pour les résidents, doivent être réalisés périodiquement. Des mécanismes de coordination efficaces entre les entreprises de services publics et les municipalités, qui agissent comme maîtres-d'œuvre des travaux de réfection de rues, permettraient de tirer avantage de la situation pour procéder à l'enfouissement des réseaux de distribution. En effet, les travaux de réfection de rues sont généralement financés par l'ensemble de la municipalité, processus qui permettrait d'absorber une partie des travaux civils requis pour l'enfouissement des services publics câblés.

#### **La coordination entre les diverses entreprises de services publics**

- Comparativement aux réseaux aériens, l'implantation de réseaux souterrains nécessite une planification beaucoup plus étroite. En effet, il est généralement avantageux d'enfouir tous les services câblés dans les mêmes tranchées (électricité, télécommunication et télévision). De plus, les travaux doivent tenir compte de la présence des autres infrastructures souterraines telles que les conduites d'égout, de drainage, d'aqueduc et de gaz naturel. Les plans et devis doivent donc être approuvés par plusieurs intervenants et l'exécution des travaux doit être coordonnée entre plusieurs entreprises de services publics.
- Dans la pratique, cette coordination entre les services publics et les services municipaux est complexe et provoque souvent des difficultés importantes lors de la planification et de la réalisation des travaux d'enfouissement de réseaux. Dans certaines régions administratives, les représentants d'Hydro-Québec préfèrent même prendre en charge l'ensemble des travaux (ingénierie, construction et surveillance) liés à l'enfouissement de tous les services publics câblés.
- La Commission des Services Électriques de la Ville de Montréal (CSEVM) constitue un cas d'espèce pour la mise en commun des coûts d'implantation et d'entretien de réseaux souterrains ainsi que pour la coordination des travaux de planification entre les diverses entreprises de services publics câblés. Dans le cadre de sa mission, la CSEVM fait construire et exploite le réseau de conduits souterrains de la Ville de Montréal. Elle offre la possibilité de profiter de la présence des conduits à des utilisateurs autres que les services de distribution d'électricité et de communication tels que les hôpitaux, les banques et les établissements d'enseignement.
- Depuis son incorporation au début du siècle, la CSEVM a permis d'enfouir tous les services câblés dans le centre-ville de Montréal et a déployé graduellement son réseau le long des artères principales, modification qui en fait l'une des villes nord-américaines avec un réseau de conduits souterrains les plus étendus. À travers ses réalisations, la CSEVM a acquis une expertise importante en matière d'infrastructures civiles souterraines et contribue aujourd'hui au développement de techniques et de méthodes de construction plus économiques.



## **bibliographie**

## Audiences publiques, comptes rendus et mémoires

---

Les références bibliographiques des travaux de la Commission scientifique et technique comprennent les mémoires, avis écrits et comptes rendus des audiences publiques. La liste des personnes et des organisations ayant contribué aux travaux de la Commission en participant aux audiences publiques ou en acheminant un mémoire ou autre écrit est publié à la fin de ce volume.

## Autres documents

---

ACRES INTERNATIONAL LIMITED. *Underground Versus Overhead Systems*, préparé pour l'Association canadienne de l'électricité, octobre 1992.

BOUCHER, Donald. *La « petite histoire » de la CSEVM, Événements historiques concernant les « fils et poteaux » dans la Ville de Montréal*, Commission des Services Électriques de la Ville de Montréal, juillet 1991, révisé en septembre 1991.

CENTRE D'EXPERTISE ET DE RECHERCHE EN INFRASTRUCTURES URBAINES. *L'enfouissement des réseaux existants en milieu urbain : une alternative viable*, présenté à Hydro-Québec, août 1998, révisé en septembre 1998.

DUBANTON, C. *Conventions et concertations sur les lignes – Insertion dans l'environnement, Résumé des démarches actuelles en France*, Électricité de France, Production Transport, 25 août 1998, 3 pages.

HYDRO-QUÉBEC. *Évaluation des coûts de réseaux de distribution*, 1998.

HYDRO-QUÉBEC. *Établissement de la distribution souterraine – Modalités d'application*, février 1990.

HYDRO-QUÉBEC. *Directive BDN-02-66*, 31 août 1977.

GRAVEL, Pauline. « Vivre dans les champs magnétiques, est-ce dangereux? La surprenante réponse de chercheurs québécois » dans *Science & Vie*, n° 973 (octobre 1998), p. 74-77.

**annexe**

## **Les études confiées au CERIU**

En octobre 1998, Hydro-Québec a mandaté le Centre de Recherche et d'Expertise en Infrastructures Urbaines (CERIU) pour réaliser une étude intitulée *L'enfouissement des réseaux existants en milieu urbain: une alternative viable?* Le mandat de l'étude est le suivant :

- Analyser des projets concrets de conversion de réseaux aériens existants en réseaux souterrains partagés, c'est-à-dire réalisés, financés et utilisés conjointement par plusieurs partenaires (municipalités et entreprises de services publics) ;
- Identifier les conditions technico-économiques favorisant l'enfouissement, à meilleur coût, des réseaux existants de services publics, en milieu urbain, en concertation avec les principaux intervenants du domaine municipal.

Les objectifs de l'étude sont d'identifier les coûts de conversion de réseaux aériens existants en réseaux souterrains, de dégager les façons de faire en matière de financement et de gestion des travaux de construction, d'identifier les opportunités et contraintes technico-économiques de réalisation des projets, de cerner les conditions facilitantes ou les obstacles politiques et juridiques rencontrés et de discuter de l'après-chantier, c'est-à-dire de l'entretien et de la maintenance des infrastructures souterraines.

Les produits de l'étude, qui sera complétée d'ici juin 1999, sont :

- analyser les pratiques, les coûts globaux ventilés par activité et les modes de financement ;
- identifier les irritants et les problèmes liés à l'enfouissement des réseaux en milieu urbain et proposer des solutions ;
- cibler les activités et/ou les pratiques qui, à la suite des modifications, permettraient de diminuer les coûts de l'enfouissement des réseaux en milieu urbain ;
- identifier les modes de financement disponibles auprès des municipalités.

Outre une introduction et une synthèse des résultats, l'étude proprement dite comprend trois volets :

### **1. Inventaire et pratiques du souterrain au Québec**

Cette partie de l'étude consiste à colliger l'information disponible auprès des intervenants à l'aide d'un questionnaire acheminé auprès des municipalités et des entreprises de services publics.

### **2. Analyse d'expériences québécoises et enquêtes auprès des partenaires**

Cette partie de l'étude consiste en une analyse détaillée de trois ou quatre cas de villes ayant réalisé récemment un projet d'enfouissement de réseaux de services publics, avec conversion de réseau aérien en réseau souterrain.

### **3. Étude des modes de financement**

Cette partie de l'étude consiste en un inventaire des modes de financement disponibles auprès des municipalités et autres instances, et vise à identifier les modes de gestion efficaces et générateurs d'économies tant à l'étape de construction que de l'entretien et de la maintenance.

Un plan de travail préliminaire a été préparé et présenté aux principaux partenaires de projets d'enfouissement de réseaux de services publics. Un comité directeur a également été constitué, regroupant des représentants des organismes suivants :

- Hydro-Québec;
- Bell Canada;
- l'Association des câblodistributeurs du Québec;
- Gaz Métropolitain;
- La Commission des Services Électriques de la Ville de Montréal;
- l'Union des municipalités du Québec;
- l'Union des municipalités régionales de comté du Québec;
- la Ville de Greenfield Park;
- la Ville de Laval.

L'étude réalisée par le CERIU en collaboration avec ces partenaires devrait ainsi permettre de dégager les potentiels et contraintes liés à l'ingénierie, la construction, l'exploitation et la maintenance de réseaux souterrains en milieu urbain où cohabitent plusieurs services publics tels ceux de la distribution électrique, la téléphonie, la câblodistribution, les télécommunications, l'éclairage public, le contrôle de la signalisation routière et autres réseaux privés du même type.

## Références

---

CENTRE D'EXPERTISE ET DE RECHERCHE EN INFRASTRUCTURES URBAINES. *L'enfouissement des réseaux existants en milieu urbain : une alternative viable ?* Rapport présenté à Hydro-Québec, août 1998, révisé en septembre 1998.

CENTRE D'EXPERTISE ET DE RECHERCHE EN INFRASTRUCTURES URBAINES. *L'enfouissement des réseaux existants en milieu urbain : une alternative viable ?* 26 février 1999, 3 pages.

## chapitre 3

# Les aspects économiques

## INTRODUCTION

La Commission a confié aux professeurs Jean-Thomas Bernard<sup>1</sup>, Bernard Sinclair-Desgagné<sup>2</sup> et à leur équipe<sup>3</sup> la tâche d'analyser les aspects économiques de l'approvisionnement en énergie, en portant une attention particulière au marché énergétique québécois, aux politiques énergétiques gouvernementales et à l'approche définie par Hydro-Québec en matière de fiabilité des approvisionnements énergétiques. Les caractéristiques du marché énergétique, les orientations privilégiées par les gouvernements et les stratégies appliquées par Hydro-Québec pour assurer la fiabilité des approvisionnements constituent en effet des éléments que la Commission devait prendre en compte, dans son analyse du verglas de janvier 1998, du point de vue des approvisionnements en énergie.

À partir des travaux effectués, les aspects économiques de l'approvisionnement en énergie, ainsi définis, seront abordés en deux temps :

- Dans une première section, on traitera du marché énergétique québécois et des politiques gouvernementales, en analysant successivement les caractéristiques de ce marché, les politiques énergétiques des gouvernements et les conséquences du verglas de janvier 1998 sur le marché énergétique ainsi défini.
- La deuxième section sera plus spécifiquement consacrée à Hydro-Québec et aux initiatives mises en place par la société d'État pour assurer la fiabilité des approvisionnements en électricité. Plus précisément, on analysera ces initiatives à travers les programmes mis en place par l'entreprise à cette fin, avant d'étudier les dépenses effectivement consacrées à la fiabilité des investissements et les conséquences du verglas de janvier 1998 sur les équilibres financiers de la société d'État.

---

1. Professeur rattaché au Groupe de recherche en économie de l'énergie et en énergies nouvelles (GREEN) de l'Université Laval.

2. Économiste et professeur à l'École Polytechnique.

3. La Commission a également fait appel à la collaboration de M. Jean-Nil Pintal, économiste.



## SECTION 1

Le marché énergétique québécois sera décrit en analysant successivement la demande et l'offre d'énergie ainsi qu'en considérant de façon particulière la période allant de 1975 à 1995. Pour ce qui est des données utilisées, cette analyse s'appuie pour l'essentiel sur la publication *L'énergie au Québec*<sup>4</sup>. On décrira ensuite les politiques énergétiques gouvernementales, avant d'analyser, dans une dernière étape, les conséquences du verglas de janvier 1998 sur le marché énergétique québécois.

Au préalable, et pour une bonne compréhension des caractéristiques actuelles du marché énergétique québécois, il paraît important de rappeler l'impact qu'ont eu les crises pétrolières de 1973 et 1979 sur les marchés énergétiques mondiaux en général, et sur le marché québécois en particulier.

### Les chocs pétroliers de 1973 et 1979

Les chocs pétroliers de 1973 et de 1979 ont en effet eu des répercussions particulièrement importantes, à l'échelle mondiale, tant sur le plan énergétique qu'économique. Ces événements ont provoqué d'importants changements des structures des prix de l'énergie et, conséquemment, des parts de marché des principales formes d'énergie. Ils ont amené le Québec à se doter d'instruments politiques devant permettre d'en atténuer les effets auprès des consommateurs.

De 1975 à 1985, le pétrole a connu de fulgurantes hausses de prix, ce qui a entraîné une baisse marquée de la demande et le déplacement de la consommation vers les autres sources d'énergie. On a ainsi assisté à un déplacement massif du pétrole vers le gaz naturel et l'électricité. Depuis le milieu des années quatre-vingt, ce déplacement s'est virtuellement arrêté, la répartition du bilan énergétique par formes s'étant relativement stabilisée.

Tableau 1

Les prix de l'énergie*			
Années	Prix du pétrole payé par le raffineur (\$/baril)	Prix de vente moyen du gaz naturel (¢/m <sup>3</sup> )	Prix de vente moyen de l'électricité (¢/kWh)
1975	7,88	5,08	1,27
1980	18,17	11,10	2,23
1985	38,46	19,39	3,46
1990	27,12	18,07	4,29
1995	24,32	16,31	4,80
Taux de croissance annuel moyen (%)			
1975-1985	15,8	13,4	10,0
1985-1995	-4,6	-1,7	3,3

\* En dollars courants.

Source : Ministère des Ressources naturelles, *L'énergie au Québec*, Édition 1997, Québec, ministère des Ressources naturelles, 1997.

4. Ministère des Ressources naturelles, *L'énergie au Québec*, éditions 1997 et 1998, Québec, ministère des Ressources naturelles, 1997 et 1998.

Les modifications survenues dans les prix de l'énergie ont eu des conséquences presque immédiates sur la demande québécoise d'énergie, entraînant un bouleversement dans la répartition du bilan énergétique par formes. Ces modifications n'ont cependant été possibles uniquement parce que, du côté de l'offre, les consommateurs québécois ont pu avoir accès à des quantités additionnelles d'électricité et de gaz naturel. Ces caractéristiques de l'évolution de la demande et de l'offre d'énergie sur le marché québécois vont être maintenant analysées de façon plus détaillée.

## 1.1 La demande d'énergie

Le tableau 2 ci-après rend compte de l'évolution de la demande globale d'énergie et de sa répartition par forme d'énergie, entre 1975 et 1995.

- On constate que globalement, la demande totale d'énergie a baissé en valeur absolue entre 1975 et 1985, diminuant en moyenne de 0,8 % par année. De 1985 à 1995, il s'est produit à l'inverse une croissance de la demande, s'établissant en moyenne à 1,4 % par an.
- Pour ce qui est de la répartition du bilan énergétique par forme, au cours de la période 1975-1985, on a assisté à un doublement de la part de l'électricité dans le bilan énergétique ainsi qu'à un triplement de la part du gaz naturel. Durant la même période, la part du pétrole est passée d'un peu plus de 70 % en 1975 à un peu plus de 40 % en 1985. De 1985 à 1995, la part des différentes formes d'énergie s'est relativement stabilisée: cette part était, en 1996, de 41,5 % pour le pétrole, 40,9 % pour l'électricité et 16,4 % pour le gaz naturel.

Tableau 2

L'énergie disponible										
Années	Charbon		Pétrole		Gaz naturel		Électricité		Total	
	000 tep	%	000 tep	%	000 tep	%	000 tep	%	000 tep	%
1975	479	1,5	22 609	70,7	2 023	6,3	6 873	21,5	31 984	100,0
1980	515	1,5	21 285	63,6	2 561	7,6	9 123	27,2	33 485	100,0
1985	361	1,2	13 082	44,5	4 560	15,5	11 418	38,8	29 420	100,0
1990	450	1,4	14 084	43,6	5 057	15,7	12 697	39,3	32 288	100,0
1995	393	1,2	14 071	41,5	5 436	16,0	14 017	41,3	33 918	100,0
<b>Taux de croissance annuel moyen (%)</b>										
1975-85		-2,8		-5,5		8,1		5,1		-0,8
1985-95		0,8		0,7		1,8		2,1		1,4

Source: Ministère des Ressources naturelles, *L'énergie au Québec*, Édition 1997, Québec, ministère des Ressources naturelles, 1997.

### La prédominance de l'électricité dans le chauffage résidentiel

Les changements du bilan énergétique sont presque entièrement dus à la pénétration de l'électricité et du gaz naturel dans le chauffage résidentiel. Ces deux formes d'énergie représentaient respectivement 71 % et 6 % de la consommation énergétique dans le chauffage en 1995. Le nombre d'habitations chauffées à l'électricité a été multiplié par sept, passant de 277 000 en 1975 à 2 078 000 en 1995. Par ailleurs, la consommation d'énergie par habitation a baissé de 1,5 % par an entre 1975 et 1985 et est restée à peu près stable entre 1985 et 1995.

Corollaire de cette évolution, la part du pétrole utilisé à des fins de chauffage résidentiel, qui s'établissait à environ 19% en 1995, ne représentait alors que le quart de ce qu'elle était vingt ans auparavant.

En 1995, seulement 4% des logements utilisaient le bois comme source d'énergie pour le chauffage. Cependant, tout comme pour l'électricité, l'utilisation du bois pour le chauffage était en croissance entre les années 1975 et 1995. La prédominance de l'électricité pour le chauffage résidentiel constitue un phénomène qui caractérise particulièrement le marché énergétique québécois.

Tableau 3

Les formes d'énergie utilisées pour le chauffage des logements										
Années	Pétrole		Gaz naturel		Électricité		Bois		Total	
	000 tep	%	000 tep	%	000 tep	%	000 tep	%	000 tep	%
1975	1 346	75,2	113	6,3	277	15,5	43	2,4	1789	100,0
1980	1 099	53,5	132	6,4	774	37,7	50	2,4	2055	100,0
1985	679	28,6	198	8,3	1390	58,5	96	4,0	2376	100,0
1990	577	22,8	175	6,9	1654	65,3	127	5,0	2533	100,0
1995	557	19,0	171	5,8	2078	70,9	127	4,3	2933	100,0
Taux de croissance annuel moyen (%)										
1975-85	-6,8		5,6		16,1		8,0		2,8	
1985-95	-2,0		-1,5		4,0		2,8		2,1	

Source: Ministère des Ressources naturelles, *L'énergie au Québec*, Édition 1997, Québec, ministère des Ressources naturelles, 1997.

### La demande d'énergie par secteur de consommation

Le tableau 4 présente l'évolution du bilan énergétique québécois par secteur de consommation. Au cours des vingt dernières années, on constate au total une baisse de la part du résidentiel et des transports, en faveur du commercial et de l'industriel.

Tableau 4

La consommation d'énergie par secteur								
Années	Résidentiel		Commercial		Industriel		Transports	
	000 tep	%	000 tep	%	000 tep	%	000 tep	%
1975	7450	23,5	3994	12,6	10898	34,4	9332	29,5
1980	7503	22,3	4540	13,5	11326	33,7	10262	30,5
1985	6431	22,0	4275	14,6	10864	37,1	7717	23,5
1990	6735	20,8	5265	16,3	11664	36,1	8657	26,8
1995	6648	19,6	5814	17,1	12445	36,7	9000	26,5
Taux de croissance annuel moyen (%)								
1975-85	-1,5		0,3		0,0		-1,9	
1985-95	0,3		0,2		1,4		1,5	

Source: Ministère des Ressources naturelles, *L'énergie au Québec*, Édition 1997, Québec, ministère des Ressources naturelles, 1997.

## La demande d'électricité

Dans le domaine de l'électricité, la demande québécoise a crû au rythme annuel moyen de 5,0% entre 1975 et 1985 et de 3,7% au cours de la décennie suivante. Le taux de croissance élevé de la première décennie correspond essentiellement à l'augmentation de la demande dans les secteurs domestique et agricole. Cette augmentation résulte en bonne partie de la substitution massive du chauffage résidentiel au mazout par le chauffage à l'électricité, à la suite des chocs pétroliers de 1973 et de 1979. Par la suite, la demande d'électricité a continué d'augmenter, mais à un taux de croissance moins élevé, soit 2,4% par an. Ce taux s'explique par le rythme de formation des ménages, combiné à des efforts de substitution du pétrole vers l'électricité.

Entre 1985 et 1995, la croissance de la demande d'électricité a été principalement influencée par la croissance de la demande industrielle, qui a augmenté à un taux annuel de 5,4%. Cette forte poussée de l'électricité dans le secteur industriel correspond en partie à l'implantation de quatre nouvelles alumineries ou de projets d'expansion majeure connexes.

Tableau 5

La consommation d'électricité au Québec					
Années	Secteurs				Total
	Domestique et agricole	Général et institutionnel	Industriel	Autres	
TWk					
1975	18,8	13,1	4,5	2,8	59,2
1980	29,6	18,3	31,5	3,5	83,0
1985	38,4	20,8	34,4	4,1	97,6
1990	47,0	28,3	46,0	4,6	126,0
1995	48,8	29,1	59,2	4,8	142,0
1997	51,2	29,6	61,1	5,4	147,3
Taux de croissance annuel moyen (%)					
1975-1985	7,1	4,6	3,4	3,8	5,0
1985-1995	2,4	3,3	5,4	1,6	3,7

Source: Informations publiées par Hydro-Québec dans ses rapports annuels.

## L'amélioration de la performance énergétique

L'analyse de la consommation d'énergie *per capita* et par dollar du produit intérieur brut (PIB) montre que la performance énergétique du Québec s'est améliorée entre 1975 et 1995.

Il y a eu une baisse marquée de la consommation énergétique après 1980 et une stabilisation de la consommation par la suite. Or, de 1975 à 1995, la population a augmenté et le PIB a connu une hausse d'environ 50%. Ainsi, l'énergie a été utilisée de façon relativement plus efficace au cours des dernières décennies, plus de richesses ayant été produites avec une consommation énergétique à peu près inchangée.

### 1.2 L'offre d'énergie

Les bouleversements observés dans le bilan énergétique du Québec s'expliquent à la fois par les modifications survenues dans les prix des formes d'énergie et par les transformations des flux et de l'origine des approvisionnements. Ces transformations ont résulté des initiatives prises à cette fin par les gouvernements.

## Les approvisionnements en énergie du Québec

L'électricité utilisée au Québec est essentiellement d'origine hydroélectrique. L'hydroélectricité est la seule forme d'énergie produite massivement au Québec. En ce qui concerne les autres formes d'énergie conventionnelles, soit le gaz et le pétrole, le Québec demeure entièrement dépendant des importations.

Les formes d'énergie dites « alternatives », soit l'énergie éolienne, l'énergie solaire et l'énergie de la biomasse<sup>5</sup> sont utilisées à l'échelle locale. Leur contribution au bilan énergétique est limitée et demeure difficilement quantifiable. Le bois comme source d'énergie traditionnelle est également produit localement.

## Les approvisionnements en pétrole

Le Québec doit importer la totalité du pétrole qu'il consomme. L'origine des importations a grandement évolué depuis les crises pétrolières.

- Jusqu'au premier choc pétrolier, en 1973, le Québec s'approvisionnait uniquement sur le marché mondial.
- A compter de 1977, la construction de l'oléoduc entre Sarnia et Montréal a permis au Québec d'avoir accès au pétrole de l'Ouest canadien. La part du pétrole canadien dans les approvisionnements du Québec a représenté jusqu'à 56 % des importations pétrolières totales.
- La réduction du pétrole canadien disponible a entraîné une diminution rapide des approvisionnements en provenance de l'Ouest canadien. Depuis 1991, l'oléoduc Sarnia-Montréal est très peu utilisé. En 1995, le pétrole brut en provenance de l'Ouest canadien ne représentait plus que 4 % des approvisionnements des raffineries québécoises.
- En fait, depuis le début des années quatre-vingt-dix, plus des deux tiers du pétrole importé au Québec provient des gisements de la Mer du Nord, contrôlés par le Royaume-Uni et la Norvège. Le pétrole brut en provenance du marché mondial transite par le port de Portland (Maine) et l'oléoduc Portland-Montréal ou par la voie maritime du Saint-Laurent.

Au début des années quatre-vingt, l'industrie du raffinage a subi les effets d'importants mouvements de rationalisation. Quatre raffineries ont été fermées, en bonne partie à la suite de la substitution du pétrole par l'électricité comme source de chauffage des habitations. Ces fermetures se sont traduites par une réduction de près de 50 % des capacités de raffinage au Québec, entre 1980 et 1986. Cette rationalisation a fait passer le Québec du statut d'exportateur net de produits pétroliers raffinés à celui d'importateur net, la capacité de raffinage installée au Québec ne couvrant plus les besoins du marché québécois. Depuis 1986, trois compagnies exercent des activités de raffinage au Québec. En 1995, la raffinerie Ultramar, à Saint-Romuald, avait une capacité de raffinage de 160 000 barils de pétrole brut par jour. Les raffineries Shell et Pétro-Canada, localisées dans la région de Montréal, avaient une capacité de raffinage de 217 000 barils de pétrole brut par jour.

---

5. Selon les compilations effectuées par le Ministère des Ressources naturelles, la combustion de la biomasse représente l'équivalent d'environ 8 % de la consommation énergétique totale.

Les produits pétroliers raffinés sont utilisés soit comme carburants, soit comme combustibles. Les compagnies pétrolières exerçant des activités de raffinage occupent la majeure partie du marché de la distribution du carburant. En 1995, elles assuraient 72,2 % du marché de la vente de carburant par l'entremise de leurs propres stations-service ou par celle de stations associées faisant affaire sous leur marque de commerce. Le reste du marché, soit 27,8 %, était occupé par des distributeurs indépendants.

### L'approvisionnement en gaz naturel

En 1995, le Québec a importé près de 7 milliards de mètres cubes de gaz naturel, essentiellement à partir des réserves gazières de l'Ouest canadien. Le Québec importe en effet de l'Alberta la quasi-totalité du gaz naturel qu'il consomme, l'exploitation commerciale des gisements de Pointe-du-Lac, près de Trois-Rivières, et de Saint-Flavien, au sud de Québec, ayant cessé respectivement en 1976 et 1994.

Jusqu'au début des années quatre-vingt, le gaz naturel n'était disponible, au Québec, que dans les régions de Montréal et Hull. Une plus large utilisation de cette forme d'énergie a été alors rendue possible grâce aux politiques adoptées par les gouvernements canadien et québécois relativement aux réseaux de transport et de distribution. Des prolongements du réseau de transport ont ainsi permis de rendre le gaz naturel disponible dans les régions de Québec, du Saguenay – Lac-Saint-Jean, des Bois-Francs et de l'Estrie. Au milieu des années quatre-vingt, ce sont 816 kilomètres de conduites qui ont été construits, permettant d'accroître substantiellement la quantité de gaz disponible au Québec.

Le gaz naturel en provenance de l'Ouest canadien est acheminé via le réseau de TransCanada PipeLines, dont l'un des trois embranchements longe le lac Ontario et le fleuve Saint-Laurent, jusqu'à Montréal. Depuis 1985, Gaz Métropolitain contrôle presque en totalité les ventes de gaz naturel sur le territoire québécois, à l'exception des volumes vendus par Gazifère, dans les villes d'Aylmer, de Gatineau et de Hull.

Tableau 6

Le gaz naturel au Québec			
Années	Production et importations *	Exportations	Énergie primaire disponible
000 mètres cubes			
1975	2 445 000	116 800	2 277 600
1980	3 237 100	119 500	2 883 800
1985	5 244 500	147 500	504 030
1990	6 032 900	411 400	5 621 500
1995	7 004 500	997 500	6 007 000
Taux de croissance annuel moyen (%)			
1975-1980	5,6	0,5	4,7
1980-1985	9,7	4,2	11,2
1985-1990	2,8	20,5	2,2
1990-1995	3,0	17,7	1,3

\* Durant l'année 1995, le gaz naturel a été totalement importé.

Source: Ministère des Ressources naturelles, *L'énergie au Québec*, Édition 1997, Québec, ministère des Ressources naturelles, 1997.

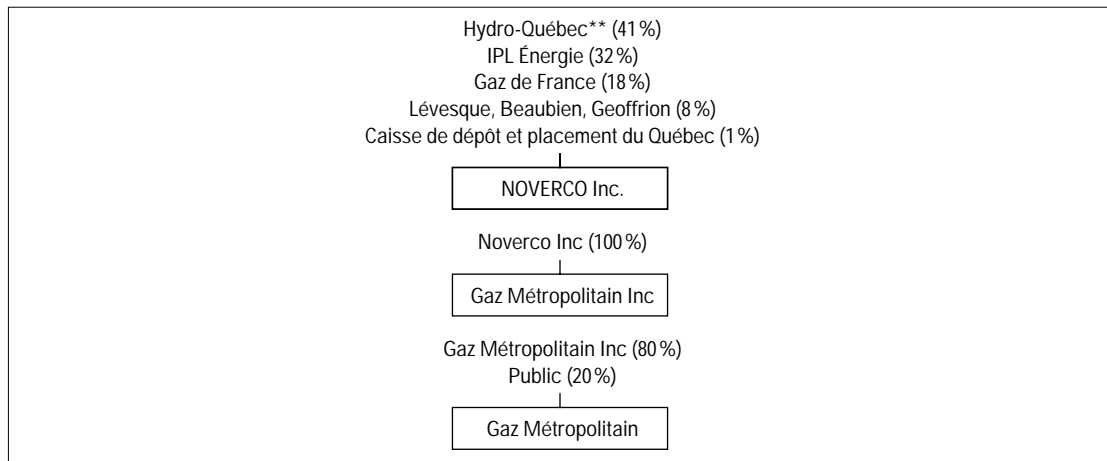
Alors que les politiques des années quatre-vingt avaient permis au Québec de se doter d'infrastructures gazières de base, les années quatre-vingt-dix ont été plutôt consacrées à consolider la place du gaz naturel au Québec. L'Accord de l'Ouest, conclu en 1985 entre Ottawa et les provinces productrices, a libéralisé les prix et les volumes de gaz naturel vendus. Actuellement, les efforts de l'industrie gazière portent principalement sur l'ouverture de nouveaux marchés, notamment ceux de l'exportation, et la réponse aux fluctuations de la demande<sup>6</sup>, lors de la pointe hivernale par exemple.

Depuis la déréglementation du marché du gaz naturel, tout consommateur, qu'il soit industriel, commerçant ou résidentiel, peut acheter directement son gaz naturel auprès des producteurs de l'Ouest. Gaz Métropolitain doit s'assurer que ce gaz peut être acheminé. À cette fin, Gaz Métropolitain le fait transporter et le distribue selon les tarifs acceptés par la Régie de l'énergie. Aujourd'hui, environ 75 % du gaz naturel consommé au Québec est ainsi acheté directement par les clients.

En décembre 1997, Hydro-Québec se portait acquéreur de 41 % des actions de Gaz Métropolitain, devenant ainsi son plus important actionnaire.

Diagramme 1

**La propriété de la distribution du gaz naturel au Québec \***



\* Depuis le 5 décembre 1997

\*\* Hydro-Québec a une option d'achat sur la part détenue par Lévesque, Beaubien, Geoffrion, qui est un actionnaire passif.

Source: Gaz Métropolitain, *Rapport annuel*, 1997.

**Hydro-Québec et le marché de l'électricité**

La pénétration de l'électricité sur le marché énergétique québécois s'explique par la disponibilité d'importantes ressources hydroélectriques. L'aménagement massif des ressources hydrauliques, particulièrement sur les grandes rivières du Nord et à la Baie James, a fait doubler la production hydroélectrique québécoise entre 1975 et 1995. La croissance annuelle moyenne de la production pendant cette période a été de 5 %. Avec 40 405 MW de puissance installée<sup>7</sup>, le

6. Gaz Métropolitain a notamment entrepris la conversion d'anciens gisements de gaz naturel en réserves souterraines.
7. Puissance installée totale dont disposait le Québec au 1<sup>er</sup> janvier 1997, incluant les approvisionnements en provenance des chutes Churchill.

Québec se classe actuellement au troisième rang des plus grands producteurs mondiaux d'hydroélectricité.

La production hydroélectrique d'Hydro-Québec représente 90% de toute la production d'électricité du Québec, le reste provenant de producteurs privés dont le plus important est la compagnie Alcan.

L'écart ou la marge entre la demande énergétique et la puissance disponible permet d'estimer dans quelle mesure les besoins en période de pointe peuvent être comblés. Cet écart de la réserve par rapport à la pointe se situe en général à environ 10% dans le cas du réseau d'Hydro-Québec, alors qu'il est de l'ordre de 25% pour les réseaux électriques à prédominance thermique comme celui d'Ontario Hydro ou ceux de l'État de New York.

Lorsque sa capacité ne lui permet pas de satisfaire les besoins prioritaires ou que l'énergie produite est insuffisante en raison d'une faible hydraulité, Hydro-Québec peut cesser d'approvisionner les clients dont les demandes excèdent les besoins prioritaires.

Tableau 7

<b>La puissance installée d'Hydro-Québec et les besoins en période de pointe</b>				
<b>Années</b>	<b>Puissance installée</b>	<b>Puissance totale*</b>	<b>Besoins prioritaires **</b>	<b>Besoins globaux ***</b>
<b>MW</b>				
1975	11 356	16 664	13 622	14 953
1976	12 409	17 537	15 040	16 063
1977	12 573	17 651	16 083	16 185
1978	12 979	18 107	17 359	17 788
1979	14 475	19 603	17 842	17 958
1980	16 862	21 990	19 673	19 796
1981	18 552	23 680	20 016	20 583
1982	19 142	24 270	18 681	20 491
1983	21 301	26 429	20 377	22 250
1984	23 480	28 608	22 592	25 673
1985	23 510	28 638	23 197	26 057
1986	24 475	29 603	23 492	26 277
1987	24 533	29 661	26 347	28 588
1988	24 590	29 718	26 768	27 551
1989	25 126	30 254	27 349	27 934
1990	25 682	30 810	27 522	28 494
1991	26 839	31 967	29 922	32 040
1992	28 145	33 273	28 131	30 070
1993	29 131	34 259	30 609	33 600
1994	30 435	35 563	31 531	35 443
1995	31 162	36 298	31 119	33 594
1996	31 413	36 541	31 245	34 642

\* Y compris 5 128 MW disponibles à Hydro-Québec en provenance des Chutes Churchill.

\*\* Correspond à l'électricité qu'Hydro-Québec doit livrer à la clientèle québécoise en vertu de son mandat.

\*\*\* Correspond aux besoins prioritaires auxquels ont été ajoutées les exportations les ventes excédentaires au Québec, les interruptions contractuelles et les pertes.

Source: Ministère des Ressources naturelles du Québec, *L'énergie au Québec*, Édition 1998.



### *Les relations avec les réseaux voisins*

Par ailleurs, les interconnexions avec les réseaux voisins constituent un autre moyen de satisfaire à des demandes excédentaires. Le tableau 8 présente la capacité théorique de ces interconnexions mais, comme on l'a noté dans le chapitre précédent<sup>8</sup>, cette capacité est en pratique plus réduite.

Au cours de la période de faible hydraullicité allant de 1988 à 1992, Hydro-Québec a augmenté ses achats externes grâce à ces interconnexions.

Aux besoins prioritaires correspondant à la demande de pointe hivernale s'ajoutent les besoins en matière d'exportations, les ventes d'énergie excédentaire, les pertes et les interruptions contractuelles. Dans ce dernier cas, il n'y a pas d'obligation de livraison d'électricité et Hydro-Québec peut cesser d'approvisionner certains de ces clients si la demande totale s'avère trop élevée.

Tableau 8

Les interconnexions entre le réseau d'Hydro-Québec et les réseaux voisins	
Réseaux voisins	Capacité de transport (MW)
Ontario	1 462
Nouveau-Brunswick	1 060
État de New York *	2 695
Nouvelle-Angleterre	2 330
Capacité totale	7 487
Capacité totale simultanée **	6 337

\* La capacité de réception de l'État de New York est actuellement limitée à 2 495 MW.

\*\* Les équipements communs permettant les livraisons d'énergie à l'Ontario et à l'État de New York limitaient la capacité d'exportation simultanée vers ces deux réseaux à 2 495 MW.

Source: Ministère des Ressources naturelles, *L'énergie au Québec*, Édition 1998, Québec, ministère des Ressources naturelles, 1998.

### *Les exportations*

À partir de 1977, les ventes régulières ont crû de façon plus ou moins continue pour passer de 3,5 TWh à 10,7 TWh en 1992 et diminuer par la suite à environ 9 TWh. Entre 1979 à 1986, alors que le complexe hydroélectrique de la Baie James était mis en service, les ventes à court terme ont progressé de 10,2 TWh à 19,9 TWh. Toutefois, cinq années consécutives de faible hydraullicité ont ensuite entraîné une chute brutale de ce type de ventes, à moins de 1 TWh par année. Une amélioration de la situation dans les réservoirs d'Hydro-Québec a permis de ramener ces ventes à environ 15 TWh, en 1995.

8. Commission scientifique et technique [verglas de janvier 98], «Les aspects électriques du réseau d'Hydro-Québec», chap. dans *Les conditions climatiques et l'approvisionnement en énergie*, études sectorielles, vol. 3, livre 2, chap.2 (section 1.1.4), 1999.

Tableau 9

Les exportations d'électricité d'Hydro-Québec *										
Années	Nouveau-Brunswick		Ontario		État de New York		Nouvelle-Angleterre		Total	
	Ventes régulières**	Ventes à court terme***	Ventes régulières	Ventes à court terme	Ventes régulières	Ventes à court terme	Ventes régulières	Ventes à court terme	Ventes régulières	Ventes à court terme
GWh										
1975	2 570	1 202	9 721	1 402	–	833	11	69	12 302	3 506
1976	2 109	1 607	8 999	2 376	–	440	11	57	11 119	4 480
1977	74	3 648	3 495	6 920	–	476	10	72	3 579	11 116
1978	3	3 543	3 240	4 949	586	708	95	14	3 924	9 214
1979	–	3 588	2 990	2 156	3 000	4 514	146	–	6 136	10 258
1980	–	3 674	3 242	2 426	3 000	4 796	306	–	6 548	10 896
1981	–	3 721	2 490	3 945	3 000	4 968	236	113	5 726	12 747
1982	–	3 614	2 687	3 044	3 000	5 336	68	131	5 755	12 125
1983	–	3 986	3 639	1 687	3 000	7 028	63	134	6 702	12 835
1984	–	4 341	3 219	4 083	3 000	8 000	80	159	6 299	16 583
1985	–	5 974	3 422	5 213	3 000	5 971	476	137	6 898	17 295
1986	–	7 053	2 923	4 335	3 000	6 761	1 057	1 804	6 980	19 953
1987	1 775	4 671	928	4 978	4 102	5 630	1 508	5 177	8 313	20 456
1988	2 045	771	925	1 279	4 249	1 615	1 945	4 055	9 164	7 720
1989	3 071	–	854	90	2 999	413	1 906	383	8 830	886
1990	3 573	–	490	23	3 000	192	1 689	236	8 752	451
1991	3 374	2	490	91	846	281	4 713	18	9 423	392
1992	2 950	77	491	6	215	1 651	7 035	166	10 691	1 900
1993	581	851	490	20	444	4 358	8 350	27	9 865	5 256
1994	–	2 080	490	20	–	7 491	8 269	814	8 759	10 405
1995	–	6 459	490	55	218	6 471	8 267	2 094	8 975	15 090 ****
<sup>0</sup> 1996	–	3 100	491	243	–	4 686	9 133	1 174	9 627 *****	9 409 *****

\* Ne comprend pas les livraisons d'électricité non facturées ni les compensations effectuées.

\*\* Transactions à long terme dont la livraison de l'électricité est assurée dans le temps et considérée dans la gestion de base du réseau.

\*\*\* Transactions à court terme dont la livraison de l'électricité est décidée en fonction des disponibilités d'Hydro-Québec au-delà de la gestion de base du réseau.

\*\*\*\* Y compris les ventes à court terme auprès de Consolidated Natural Gas Power Services, soit 11 GWh en 1995 et 206 GWh en 1996. La principale place d'affaires de cette compagnie est située en Pennsylvanie.

\*\*\*\*\* Y compris les ventes régulières de 3 GWh auprès de Newfoundland and Labrador Hydro.

Source: Ministère des Ressources naturelles du Québec, *L'énergie au Québec*, Édition 1998.

Pour ce qui est des ventes par région, il y a une très grande variabilité dans le temps et par type de ventes. Ainsi l'Ontario, qui était de loin le principal client externe au début de la période, recevait une quantité très faible de l'électricité d'Hydro-Québec en 1995. Le Nouveau-Brunswick, qui n'effectuait pas d'achat de court terme en 1989 et 1990, a par contre acheté 6,4 TWh d'Hydro-Québec en 1995. Par ailleurs, les ventes régulières à la Nouvelle-Angleterre représentaient la presque totalité des ventes externes de cette nature en 1995<sup>9</sup>.

Dans le cas de la production des installations des chutes Churchill, les fluctuations annuelles des réceptions dépendent essentiellement des conditions d'hydraulicité à ce bassin puisque Hydro-Québec obtient la presque totalité de l'électricité qui y est produite, en vertu d'un contrat à long terme.

Par ailleurs, l'importation de l'électricité des réseaux voisins permet de mieux gérer les demandes de pointe ou de compenser pour les périodes de faible hydraulicité. Ainsi, entre 1988 et 1992, au cours d'une telle période, Hydro-Québec a augmenté ses importations.

Tableau 10

Les achats d'électricité hors Québec *			
Années	Importations des États-Unis	Achats de la production des chutes Churchill	Achats des autres provinces canadiennes **
1975	9	272	29 597
1976	29	311	32 106
1977	23	347	33 350
1978	21	457	37 024
1979	5	204	35 290
1980	6	50	37 829
1981	7	58	35 941
1982	7	57	35 779
1983	9	53	31 229
1984	8	68	36 012
1985	3	103	31 836
1986	35	30	30 696
1987	–	90	30 392
1988	86	632	30 727
1989	1 187	2 138	24 371
1990	1 188	2 685	26 163
1991	730	1507	26 367
1992	1 388	2 747	25 985
1993	684	250	29 942
1994	28	1 130	27 446
1995	838	783	26 721
1996	546	1 306	25 779

\* Incluant les échanges d'électricité non facturés et tenant compte des compensations effectuées.

\*\* Excluant les achats de la production des chutes Churchill.

Source: Ministère des Ressources naturelles du Québec, *L'énergie au Québec*, Édition 1998.

9. Il est à prévoir que les ventes régulières d'électricité vont décroître dans le marché déréglementé qui est en train de s'implanter pour laisser place aux ventes à court terme.

### Les investissements d'Hydro-Québec

Le développement de la capacité de production d'Hydro-Québec s'est accompagné également de l'expansion de ses réseaux de transport et de distribution. Les dépenses d'investissement dans la production ont suivi des cycles bien définis.

- Un premier cycle correspond à la première phase de la Baie James, qui va de 1975 à 1983, suivie d'un ralentissement marqué de 1984 à 1988.
- Un nouvel accroissement se produit de 1989 à 1995, avec la deuxième phase du projet de la Baie James.

Les cycles des dépenses d'investissement en transport suivent bien entendu d'assez près ceux des dépenses d'investissement en production. Les dépenses d'investissement en distribution sont beaucoup plus stables et on constate qu'elles sont demeurées au même niveau de 1985 à 1995. En dollars constants, ceci signifie un déclin des investissements dans le réseau de distribution. On reviendra sur ce point dans la deuxième section.

Tableau 11

Les investissements d'Hydro-Québec *						
Années	Production	Transport	Distribution	Autres	Programmes commerciaux	Total
000 000 \$						
1975	817,1	135,1	143,2	46,4	–	1 141,8
1976	959,1	154,0	119,5	35,6	–	1 268,2
1977	1 441,8	284,4	180,0	49,7	–	1 955,9
1978	1 751,8	545,1	209,6	82,2	–	2 588,7
1979	1 825,0	687,8	205,9	99,3	–	2 818,0
1980	1 656,6	594,7	254,0	86,2	–	2 591,5
1981	1 664,8	590,4	311,8	101,0	–	2 688,0
1982	1 359,5	694,6	312,3	177,1	–	2 543,5
1983	1 163,0	568,2	283,5	156,5	–	2 171,2
1984	464,2	596,0	400,0	130,2	–	1 590,4
1985	327,8	436,4	518,4	244,7	–	1 527,3
1986	374,2	356,5	506,9	233,5	–	1 471,1
1987	342,0	499,2	518,0	224,5	–	1 583,7
1988	498,8	766,6	494,7	272,8	–	2 032,9
1989	792,4	860,3	494,4	262,9	–	2 410,0
1990	1 411,2	868,5	486,9	365,2	–	3 131,8
1991	2 047,3	969,9	566,6	450,4	–	4 034,2
1992	1 903,2	155,5	526,6	361,2	118,2	4 064,7
1993	1 746,6	1 209,1	531,7	449,1	104,1	4 040,6
1994	1 328,6	956,2	509,1	374,1	93,7	3 261,7
1995	1 056,2	709,7	528,9	422,1	78,3	2 795,2
1996	812,4	493,9	422,7	324,5	51,4	2 104,9

\* En dollars courants

Source: Ministère des Ressources naturelles du Québec, *L'énergie au Québec*, Édition 1998.

Hydro-Québec a généralement développé sa capacité de production en anticipation de la demande future. Parfois, des chantiers ont été lancés pour soutenir l'activité économique. Les grands projets hydroélectriques ont permis des économies d'échelle, mais ils ont aussi provoqué des cycles prononcés dans les dépenses d'investissement en production et en transport. Il y a également eu des périodes d'importants surplus de capacité de production, suivies de périodes de resserrement entre la puissance installée et la demande de pointe. Les échanges avec les réseaux extérieurs ont joué un rôle déterminant dans l'équilibre entre capacité de production et demande domestique<sup>10</sup>.

### *Le facteur de charge*

La forte pénétration de l'électricité dans le chauffage résidentiel a entraîné un facteur de charge plus instable pour Hydro-Québec, à cause de la variabilité de la température. Ainsi, entre 1977 et 1980, le facteur de charge était très près de 62,5 %. Par la suite, il a oscillé entre 60 % et 66 %. De telles variations signifient qu'Hydro-Québec a dû garder une réserve en capacité et en énergie plus élevée ou encore accroître ses achats auprès des réseaux voisins pour répondre à la demande de pointe ou vendre des excédents. De plus, les variations du facteur de charge influent sur la conception des sites hydroélectriques.

Tableau 12

<b>Le facteur de charge d'Hydro-Québec</b>			
<b>Année</b>	<b>Facteur de charge (%)</b>	<b>Année</b>	<b>Facteur de charge (%)</b>
1977	62,6	1987	59,9
1978	62,7	1988	64,2
1979	63,5	1989	65,8
1980	62,2	1990	63,2
1981	60,4	1991	59,9
1982	64,0	1992	65,7
1983	61,5	1993	61,8
1984	59,0	1994	60,8
1985	60,0	1995	62,7
1986	62,6	1996	62,4

Source: Informations publiées par Hydro-Québec dans ses rapports annuels.

## **1.3 Les politiques énergétiques gouvernementales**

Les années soixante-dix ont été marquées par de profonds bouleversements dans le domaine pétrolier, laissant place à un climat général d'incertitude sur l'évolution du prix et de la disponibilité du pétrole. Face à ces bouleversements, les gouvernements canadien et québécois ont élaboré, dans les limites de leur champ de compétence, des politiques visant à assurer la sécurité des approvisionnements en énergie.

10. Dans le nouveau contexte d'ouverture de marché, l'accent devrait de plus en plus être mis sur le court terme et les longs cycles observés dans le passé devraient s'atténuer.

## **Les compétences respectives des gouvernements**

Selon la constitution canadienne, les compétences des provinces en matière énergétique sont fondées sur deux principes.

- Le droit de propriété des provinces sur les ressources naturelles présentes sur leur sol ou dans leur sous-sol, soit le pétrole pour l'Alberta, ou l'hydroélectricité pour le Québec.
- La compétence sur le commerce local et intraprovincial, laquelle permet aux provinces d'intervenir pour toutes les formes d'énergies, y compris les formes d'énergie importées (produits pétroliers ou gaz naturel pour le Québec, par exemple).

Les compétences du gouvernement fédéral en matière d'énergie s'appuient principalement sur la clause fédérale de commerce, qui attribue au gouvernement central les compétences en matière de commerce interprovincial et international. D'autres dispositions, notamment en matière de défense, confèrent aussi des compétences au fédéral concernant l'énergie.

Le gouvernement fédéral dispose par ailleurs du pouvoir de dépenser, pouvoir d'intervention qui a été massivement utilisé lors des chocs pétroliers des années soixante-dix.

La constitution étant silencieuse à ce sujet, le gouvernement fédéral, comme les provinces, peut intervenir en pratique dans les champs de juridiction de l'autre gouvernement en créant des sociétés de la couronne. Ce fut le cas avec Pétro-Canada, pour le gouvernement fédéral. C'est encore le cas avec Hydro-Québec, pour le Québec.

## **La politique énergétique canadienne**

Au lendemain de l'embargo pétrolier de 1973-1974, le gouvernement canadien a établi, de façon unilatérale puis par le biais d'ententes avec les provinces productrices de l'Ouest, un contrôle strict sur le prix intérieur du pétrole afin de soustraire l'économie canadienne aux perturbations extérieures.

La mise en place de la politique canadienne a donné lieu à des conflits constitutionnels majeurs, d'abord avec les provinces productrices – soit essentiellement l'Alberta –, puis avec l'Ontario, principale province consommatrice. Pour régler les prix du pétrole, le gouvernement fédéral s'est en effet appuyé sur son pouvoir de contrôle des exportations, l'intervention fédérale ayant consisté à mettre en place une taxe à l'exportation afin d'empêcher l'Alberta d'exercer son pouvoir de fixation des prix du pétrole et de geler en pratique le prix du pétrole brut albertain. L'entente conclue avec les provinces productrices a provoqué un autre conflit, cette fois-ci avec l'Ontario, qui a utilisé ses propres pouvoirs de fixation des prix des produits pétroliers.

Au-delà de ces différents conflits constitutionnels, les mesures suivantes ont été définies :

- contrôle de l'évolution du prix du pétrole conventionnel canadien et maintien de son niveau en deçà des prix internationaux ;
- stimulation des investissements dans la production de pétrole synthétique, en fixant le prix de ce dernier en fonction des cours mondiaux ;

- compensations accordées aux raffineurs utilisant du pétrole importé ou synthétique afin de ramener leurs coûts au niveau de ceux dont bénéficiaient les raffineurs utilisant du pétrole canadien;
- contrôle des exportations de pétrole, par ailleurs taxées, en limitant les conditions d'obtention de licences d'exportation octroyées par l'Office national de l'énergie (ONE);
- prolongation de l'oléoduc Sarnia-Montréal, pour rendre le pétrole de l'Ouest disponible aux raffineries montréalaises;
- annonce de la création de la société Pétro-Canada.

### *Le temps des interventions*

À partir de 1975, le gouvernement fédéral, en accord avec les provinces, fixait le prix du gaz naturel à 85 % de celui du pétrole. Il réitérait par ailleurs sa volonté de mettre en œuvre une politique énergétique nationale dans son énoncé de politique *Stratégie de l'énergie pour le Canada*, publié en 1976, année de la construction de l'oléoduc Sarnia-Montréal.

Cette politique ne se concrétisera réellement que par le lancement, le 28 octobre 1980, du Programme énergétique national (PEN). Le PEN se présentait comme un train de mesures touchant à la fois le régime des prix, les dispositions fiscales, les programmes de dépenses ainsi que d'autres initiatives fédérales, et cela en vue d'atteindre trois objectifs :

- assurer la sécurité énergétique;
- accroître le contrôle et la participation canadienne dans l'industrie du pétrole et du gaz naturel;
- assurer une redistribution équitable des revenus découlant de la valorisation des ressources naturelles entre le gouvernement fédéral, les provinces et l'industrie.

Les moyens mis en œuvre par le gouvernement fédéral visaient à encourager la substitution du pétrole par d'autres sources d'énergie, à réduire la demande globale d'énergie et à encourager les producteurs de pétrole et de gaz, canadiens de préférence, sans affecter ses revenus. Les initiatives suivantes ont été prises :

- lancement du Programme canadien de substitution du pétrole, offrant de subventionner 50 % des coûts de conversion (jusqu'à concurrence de 800 \$) des systèmes de chauffage;
- lancement de programmes d'économie d'énergie comme le Programme d'isolation des maisons canadiennes;
- aide au développement des réseaux d'interconnexion entre provinces, notamment pour la construction du tronçon de gazoduc reliant Montréal à Québec;
- aide financière (en partenariat avec l'Alberta) au développement des réseaux de transport et de distribution du gaz et du pétrole, prenant par exemple la forme de « primes au développement de nouveaux marchés »;
- création de Pétro-Canada, société d'État engagée dans le secteur des hydrocarbures;
- encouragements fiscaux à l'investissement dans le cadre du Programme de stimulants pétroliers, destiné aux investisseurs canadiens pour l'exploration dans le domaine des hydrocarbures.

En 1982, le gouvernement fédéral a dû procéder à une révision de son programme pour l'ajuster aux réalités du marché énergétique. En raison de la récession économique qui a alors frappé l'ensemble des pays industrialisés, la croissance de la demande de produits pétroliers a rapidement diminué. Dans ce contexte, les prix du pétrole sur les marchés mondiaux ont augmenté beaucoup moins vite que prévu et l'industrie pétrolière canadienne a connu des difficultés financières. Les modifications apportées au programme initial concernaient surtout l'assouplissement des règles relatives aux exportations de pétrole, aux investissements dans le secteur, de même que le renforcement des aides au développement de l'industrie.

### ***L'Accord de l'Ouest et la déréglementation***

L'arrivée d'un gouvernement conservateur à Ottawa a entraîné une révision complète de la politique énergétique fédérale. Le 28 mars 1985, le gouvernement fédéral annonçait la signature de l'*Accord de l'Ouest*, qui mettait fin aux quatre années d'existence du PEN. Cet accord comporte trois volets :

- la déréglementation dans la fixation du prix du pétrole brut au Canada, dès lors déterminé par le jeu de l'offre et de la demande ;
- la refonte intégrale du système de fixation des prix et de commercialisation du gaz naturel au Canada, le prix étant négocié directement entre les acheteurs et les vendeurs ;
- la réforme du régime fiscal, afin d'alléger le fardeau de taxation imposé à l'industrie pétrolière et gazière et ainsi d'attirer les investisseurs.

### ***La politique énergétique québécoise***

Le 20 juin 1978, le gouvernement du Québec rendait public un Livre Blanc sur la politique québécoise de l'énergie intitulé *La politique québécoise de l'énergie : assurer l'avenir*.

#### **La politique énergétique de 1978**

Par la mise en place d'une série de mesures, le gouvernement québécois visait l'atteinte de l'autonomie du Québec sur le plan énergétique et, à cette fin, il avait identifié quatre grands axes d'intervention :

- la promotion des économies d'énergie ;
- la mise en valeur des sources d'énergie québécoises ;
- l'utilisation du gaz naturel ;
- l'amélioration des approvisionnements pétroliers du Québec.

Les économies d'énergie et le développement de l'électricité apparaissaient clairement comme les éléments essentiels que le gouvernement allait exploiter. Dans le domaine de l'électricité, le Québec misait sur le développement de l'hydroélectricité, une forme d'énergie largement disponible et abondante, et sur une société d'État – Hydro-Québec – ayant la capacité d'effectuer des investissements majeurs.



En 1977, le gouvernement du Québec avait procédé à la création du Bureau de l'efficacité énergétique (BEE), organisme gouvernemental chargé de la gestion des politiques et des programmes d'économie d'énergie.

### ***En 1988: une politique fondée sur le développement économique***

La déréglementation des marchés du pétrole et du gaz naturel en 1985 et les préoccupations croissantes à l'égard de la protection de l'environnement ont amené le gouvernement québécois à reformuler sa politique à l'égard du secteur énergétique et à modifier son approche. Ainsi, en 1988, le gouvernement du Québec adoptait une nouvelle politique énergétique qui, comme l'indique son titre *L'Énergie, force motrice du développement économique*, mettait l'accent sur le rôle de l'énergie, en particulier de l'hydroélectricité, comme outil de développement économique. Les objectifs suivants étaient alors formulés :

- utilisation de l'énergie pour stimuler le développement économique et contribuer au développement régional;
- développement et utilisation des ressources hydroélectriques;
- renforcement de la sécurité des approvisionnements énergétiques;
- accès pour le Québec aux ressources canadiennes à des prix compétitifs;
- concurrence dans l'industrie énergétique au bénéfice des consommateurs québécois;
- amélioration de l'efficacité et de la diversité énergétique;
- protection de l'environnement et de la qualité de la vie.

Plusieurs éléments de cette politique et de l'action gouvernementale ont été graduellement remis en cause : alors que les tendances à la libéralisation s'accroissaient avec la signature de l'entente de libre-échange avec les États-Unis et le Mexique, des pressions environnementales de plus en plus fortes affectaient les différents projets d'investissement énergétique, soit essentiellement le projet Soligaz et l'aménagement hydroélectrique de Grande Baleine. Les problèmes liés aux pluies acides, à la diminution de la couche d'ozone, à la qualité de l'air en milieu urbain et aussi au réchauffement de la planète par l'émission de gaz à effet de serre prenaient une place de plus en plus importante.

Tous ces facteurs ont contribué à rendre désuète la politique énergétique québécoise de 1988 et ont amené le gouvernement à la réviser de fond en comble. À cette fin, le gouvernement élu en septembre 1994 entamait une vaste consultation populaire à ce sujet, le « débat public sur l'énergie », comportant un volet information et des audiences publiques confiées à une « Table de consultation du débat public sur l'énergie ».

### ***Le débat public sur l'énergie***

Après un peu plus d'un an d'échanges d'informations, de rencontres thématiques et de présentations de mémoires, la Table de consultation présentait les éléments consensuels qu'elle avait dégagés sur l'énergie au Québec<sup>11</sup>. Ces éléments s'articulaient autour des préoccupations suivantes :

---

11. Ministère des Ressources naturelles, *Pour un Québec efficace, Rapport de la Table de consultation du débat public sur l'énergie*, Québec, ministère des Ressources naturelles, 1996.

- donner priorité à la satisfaction des besoins des citoyens par le développement durable;
- créer une régie de l'énergie;
- placer l'efficacité énergétique au cœur de la future politique énergétique et créer une agence de l'efficacité énergétique;
- établir un processus de « caractérisation » des filières incluant la prise en compte des externalités et la classification des rivières;
- entreprendre des projets en énergie éolienne;
- ne pas retenir l'hypothèse d'une tarification de l'électricité différenciée par région;
- établir un partenariat avec les nations autochtones;
- favoriser une baisse de la facture énergétique pour les consommateurs;
- arrimer la politique énergétique avec la stratégie industrielle.

### ***La politique énergétique actuelle du gouvernement***

À l'automne 1996, six mois après la publication du rapport de la Table de consultation, le gouvernement rendait publique sa nouvelle politique énergétique intitulée *L'énergie au service du Québec, une perspective de développement durable*<sup>12</sup>. Dans cette politique, le gouvernement donnait suite à la plupart des recommandations de la Table de consultation. Il annonçait alors la création de la Régie de l'énergie et de l'Agence de l'efficacité énergétique, deux instruments de l'implantation de sa nouvelle politique.

La nouvelle politique énergétique du Québec est fondée sur un objectif global : l'énergie doit être au service des Québécois et cela, dans une perspective de développement durable. À partir de cet objectif global, la nouvelle politique énergétique s'articule autour de quatre lignes de force :

- assurer aux Québécois les services énergétiques requis, au meilleur coût possible;
- promouvoir de nouveaux moyens de développement économique;
- respecter ou rétablir les équilibres environnementaux;
- garantir l'équité et la transparence.

### ***La création de la Régie de l'énergie***

Lors du débat public sur l'énergie, un large consensus s'est dégagé sur la création d'une régie de l'énergie qui constituerait la structure centrale et l'organisme de référence pour la mise en œuvre de la nouvelle politique énergétique.

La *Loi créant la Régie de l'énergie* a été adoptée le 19 décembre 1996. La Régie a juridiction sur le pétrole, le gaz naturel et l'électricité et elle exerce ses pouvoirs conformément à la nouvelle politique énergétique, en tenant compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales. Sa principale responsabilité est d'approuver les tarifs de l'électricité et

---

12. Ministère des Ressources naturelles, *L'énergie au service du Québec, une perspective de développement durable*, Québec, ministère des Ressources naturelles, 1996.

du gaz naturel vendus au Québec ainsi que les plans de ressources des entreprises réglementées (Hydro-Québec et distributeurs gaziers). Cela devrait l'amener à réglementer certaines décisions d'entreprise ayant des impacts directs ou indirects sur la tarification, notamment celles affectant la qualité et la fiabilité du service. Bien que le gouvernement n'approuve plus les tarifs d'électricité, ce dernier conserve néanmoins le pouvoir d'émettre des directives que la Régie doit suivre. Il s'agit là d'une procédure à caractère exceptionnel et les directives ne peuvent pas porter sur les tarifs.

### *La restructuration du marché de l'électricité*

La nouvelle politique énergétique du Québec a permis par ailleurs au gouvernement de se positionner par rapport au mouvement de restructuration du marché de l'électricité, qui touche actuellement l'ensemble des pays industrialisés.

Depuis la privatisation de l'industrie de l'électricité en Angleterre et l'ouverture de la production à la concurrence en 1990, on a en effet observé une tendance mondiale de libéralisation des marchés dans la production de l'électricité.

Aux États-Unis, la production, le transport et la distribution de l'électricité ont longtemps été pris en charge par des entreprises privées bénéficiant d'un monopole territorial mais soumises à la réglementation d'une commission des services publics au niveau des États. Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 1996, il y a ouverture des marchés de gros à la suite d'une ordonnance<sup>13</sup> de la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC). La portée de cette ordonnance est la suivante : tout distributeur ou agent autorisé peut acheter de l'électricité auprès d'un producteur ou d'un agent autorisé de son choix.

Cela signifie que le réseau de transport doit être ouvert à tous les agents autorisés de façon non discriminatoire.

Hydro-Québec, tout comme les producteurs de l'Alberta et de la Colombie Britannique, a reçu une accréditation de la FERC et peut transiger sur ce marché de gros. Cette ouverture a amené Hydro-Québec à créer une nouvelle division, TransÉnergie, chargée d'administrer tous ses actifs de transport. Par le décret 1559-96, le gouvernement du Québec a adopté un règlement<sup>14</sup> qui permet l'accès sans discrimination au réseau de transport de TransÉnergie à tous les agents autorisés au Québec. Ceci, associé à la création de la Régie de l'énergie et à l'ouverture du marché québécois de gros, a été jugé suffisant par la FERC pour assurer l'indépendance de la gestion du réseau québécois.

La déréglementation du marché américain de l'électricité ne s'est pas arrêtée au marché de gros et on assiste maintenant à l'ouverture au niveau du détail. C'est le cas en Californie et aussi au Massachussets, depuis le printemps 1998. La plupart des États de la Nouvelle Angleterre ont déposé des projets de loi dans ce sens. Au Canada, l'Ontario a présenté une politique qui devrait amener l'ouverture du marché de détail en l'an 2000. Cette ouverture signifie que les consommateurs pourront s'approvisionner auprès du producteur de leur choix. C'est une situation semblable à celle qui prévaut déjà dans le gaz naturel depuis 1985. Pour sa part, le gouvernement du Québec n'a pas encore opté pour la déréglementation de son marché de détail.

---

13. L'ordonnance 888.

14. *Règlement numéro 652 d'Hydro-Québec sur les conditions et les tarifs du service de transport en gros de l'électricité*, R.R.Q., c. H-5, r. 0.2.1.

## *L'Aléna*

La signature de l'Aléna a également eu un impact sur les conditions dans lesquelles la sécurité des approvisionnements est assurée. Les échanges canado-américains d'électricité réalisés à la suite de l'ouverture du marché du gros doivent respecter les clauses pertinentes de l'Accord de libre échange entre les deux pays. L'Aléna est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 1989.

Selon cet accord, aucune taxe à l'exportation ne peut être prélevée et chaque partie doit étendre la notion de traitement national aux importations. L'Accord reconnaît de plus que les pays peuvent restreindre les exportations pour conserver les ressources épuisables, pour parer à une pénurie dans les approvisionnements ou pour stabiliser les prix en période de flambée. Ces restrictions ne doivent cependant s'étendre au-delà des limites suivantes.

- Les restrictions ne doivent pas réduire la proportion de l'approvisionnement total du produit disponible aux fins d'exportation d'après les données des trente-six derniers mois.
- Le prix des produits exportés ne doit pas être plus élevé que celui demandé au pays.
- Les restrictions ne doivent pas altérer les voies normales d'approvisionnement ni les proportions qui existent entre les différents produits énergétiques.

Ces dispositions de l'Accord de libre-échange portant sur l'énergie ont été introduites à la demande des États-Unis qui est, dans ce cas-ci, le pays importateur de produits énergétiques. Les parties de l'Accord portant sur les restrictions d'exportations pourraient être appliquées dans les circonstances exceptionnelles qui sont explicitement identifiées.

### **Des politiques dont les préoccupations ont évolué**

On constate donc que les préoccupations véhiculées par les politiques énergétiques ont évolué, au cours des vingt dernières années. Les politiques énergétiques canadiennes et québécoises ont été successivement influencées par les événements externes comme les crises pétrolières des années soixante-dix, la libéralisation des prix des hydrocarbures, les préoccupations environnementales et l'ouverture de la production de l'électricité à la concurrence. Elles manifestent également une préoccupation à l'égard du développement économique.

Dans la foulée des crises pétrolières, la question cruciale de la sécurité des approvisionnements énergétiques portait principalement sur la dimension géographique de la disponibilité de la source d'énergie primaire. Dans cette optique, une source d'approvisionnement dont le cycle complet fait appel à des ressources disponibles au Québec est considérée plus sécuritaire par rapport à une source d'approvisionnement qui provient du reste du Canada, ou encore de l'extérieur du Canada. Les politiques de sécurité énergétique, tant du gouvernement du Canada que du Québec, se sont appuyées presque exclusivement sur cette considération préalable. Ainsi, pour le Québec, l'hydroélectricité a été et est toujours considérée comme plus sécuritaire que le gaz naturel ou les produits pétroliers.

L'ensemble des interventions des gouvernements a généralement favorisé l'hydroélectricité au Québec. Cela explique la très forte pénétration de cette énergie dans le marché du chauffage résidentiel antérieurement occupé par le mazout. Aujourd'hui, et comme on l'a vu, environ 71 % des foyers québécois se chauffent à l'électricité, ce qui est proportionnellement beaucoup plus élevé que dans l'ensemble des provinces canadiennes. Le gaz naturel a également étendu sa pénétration à la suite des programmes gouvernementaux de soutien à cet égard. Par contre, il n'a pas pénétré le marché du chauffage résidentiel.

On doit enfin souligner que la fiabilité des approvisionnements, en ce qui concerne les consommateurs, a reçu beaucoup moins d'attention et elle n'a pas été incorporée expressément dans la formulation des politiques énergétiques.

#### 1.4 Les conséquences de la tempête de verglas sur le marché énergétique québécois

Au terme de cette première section consacrée au marché énergétique québécois et aux politiques gouvernementales, on doit tenter d'analyser les liens entre les marchés, les politiques et le verglas de janvier 1998.

##### **Le verglas de janvier 1998 et la politique énergétique**

Comme on vient de le rappeler, l'histoire économique, industrielle et politique du Québec a été marquée par la disponibilité de vastes ressources hydroélectriques, développées à des coûts avantageux par rapport aux autres sources d'énergie. Les crises pétrolières de 1973 et de 1979 ont accentué ce rôle de l'électricité, à la suite des changements de prix survenus à ce moment et aux politiques adaptées pour assurer une plus grande sécurité énergétique. Il en est résulté une pénétration de l'électricité dans tous les secteurs, en particulier dans le secteur résidentiel : le nombre de résidences qui utilisent cette source d'énergie pour le chauffage étant passé de 277 000 en 1975 à 2 078 000 en 1995.

##### *Le verglas et la dépendance à l'égard de l'électricité*

Une première question doit être posée : est-ce que cette dépendance à l'égard de l'électricité a accentué les difficultés des foyers québécois lors de la tempête du verglas ? La réponse est négative, parce que les autres sources d'énergie, comme le pétrole et le gaz naturel, font également appel à l'électricité pour produire et distribuer la chaleur. Il en est de même des systèmes de biénergie. Au moment du verglas, peu de systèmes de chauffage pouvaient fonctionner de façon indépendante de l'électricité. Par contre, les équipements reposant sur le bois soit comme source principale de chaleur, soit comme système d'appoint, se sont avérés très utiles. Selon un sondage réalisé par Hydro-Québec, en 1994, 3,6 % de l'ensemble des résidences du Québec – 3,5 % pour la région Richelieu – faisaient uniquement appel au bois comme source principale d'énergie et 15,5 % des résidences avaient un appareil de chauffage d'appoint utilisant le bois, tel un poêle à combustion lente ou un poêle à bois conventionnel.

Selon le même sondage, en 1994, 60,8 % des systèmes de chauffage des résidences utilisaient un système de chauffage avec plinthes électriques. Dans les nouvelles résidences, le pourcentage était de 74,2 %. Il est évident que la tempête de verglas a rendu inopérants tous les systèmes de chauffage qui faisaient appel à l'électricité et donc ceux qui utilisaient les plinthes électriques. Compte tenu de cette expérience, il est possible que certains systèmes de chauffage faisant appel au gaz naturel ou au mazout soient modifiés pour fonctionner de façon indépendante de l'électricité. Cette possibilité n'existe pas pour le chauffage à l'électricité avec plinthes électriques.

### *Le verglas et l'intégration des réseaux de transport d'électricité*

Le sinistre de janvier 1998 amène à soulever une deuxième question. L'argument avancé lors de la deuxième nationalisation de l'électricité, en 1963, était la possibilité d'intégration des réseaux de transport de l'électricité au Québec en une seule entité, afin d'éviter des croisements multiples de réseaux. On doit se demander si la présence de réseaux de transport relevant de propriétaires différents, comme c'était le cas avant la nationalisation, aurait pu avoir un impact positif sur la sécurité d'approvisionnement en électricité lors de la tempête de verglas.

Dans ce cas, la réponse s'avère également négative, parce que les impacts se sont manifestés surtout dans la zone de consommation, les liens avec les centrales de production n'ayant pas été directement remis en cause.

### *L'appropriation du réseau de distribution*

Si on fait abstraction des neuf municipalités et de la coopérative de distribution de l'électricité, la deuxième nationalisation de l'électricité en 1963 a amené la prise en charge de la distribution de l'électricité par Hydro-Québec sur l'ensemble du territoire québécois. D'autres provinces, comme l'Alberta et l'Ontario, ont laissé une large part de la distribution de l'électricité à des réseaux possédés et administrés par les gouvernements locaux. La question qui se pose est la suivante: est-ce que la fourniture du service de la distribution de l'électricité par les municipalités aurait pu réduire l'impact négatif subi par les consommateurs lors de la tempête de verglas?

Il est assez évident que la propriété des réseaux de distribution n'aurait pas en elle-même eu d'impact sur le dommage subi à ce niveau, à moins que certains réseaux ne se soient développés en utilisant des critères de conception et de construction plus rigoureux, mais aussi probablement plus coûteux. On sait que, dans le passé, c'est plutôt le phénomène inverse qui s'est produit, certaines des municipalités propriétaires d'un réseau de distribution n'ayant pas consenti les investissements nécessaires pour garder ce réseau pleinement opérationnel.

Concernant la réponse à la suite des bris, on sait qu'Hydro-Québec n'a pas été toujours à même de répondre localement aux questions des citoyens, ce qu'auraient pu faire les gouvernements municipaux qui sont plus proches des citoyens et qui connaissent mieux leurs besoins. C'est une dimension qu'il faudrait prendre en considération pour obtenir une réponse encore plus adéquate en temps de sinistre.

On doit signaler que la nouvelle loi de la Régie de l'énergie exclut la possibilité que le réseau de distribution soit transféré hors de la responsabilité d'Hydro-Québec ou qu'il soit fractionné. La franchise de distribution confiée à Hydro-Québec est maintenant officiellement définie, et aucun mécanisme n'a été mis en place pour la remettre en cause.

### **Le verglas de janvier 1998 et le marché énergétique**

Dans la deuxième section, on s'interrogera sur l'impact du verglas sur le marché de l'électricité. On veut ici réfléchir à l'impact du sinistre pour les secteurs du pétrole et du gaz et, plus globalement, pour le marché énergétique québécois.

## ***Le pétrole***

Dans le bilan énergétique, le pétrole occupe une position équivalente à celle de l'électricité, pour ce qui est de l'énergie totale nette disponible au Québec en 1996, soit 41,5 %. En temps de sinistre, le pétrole présente plusieurs avantages : il peut être entreposé et transporté de façon autonome au moyen du système routier et il peut servir à de multiples usages, tels le chauffage et la force motrice pouvant servir à produire de l'électricité.

Malheureusement, très peu de systèmes de chauffage ont pu fonctionner de façon indépendante de l'électricité lors de la tempête du verglas, même si aujourd'hui certains ont la possibilité d'être adaptés à cette fin. Compte tenu du rôle joué par le pétrole dans le transport et les avantages liés à cette source d'énergie en temps de crise, il est important de disposer d'un approvisionnement sécuritaire en pétrole brut et aussi de rester en mesure de faire fonctionner les raffineries.

Selon le mémoire présenté par l'Institut canadien des produits pétroliers devant la Commission, le 24 mai 1998, les raffineries de Montréal ont été privées de courant entre 24 heures et 60 heures selon les endroits, possiblement dans le cadre d'une opération de délestage. L'étude sectorielle sur la pratique de la gestion de sinistre décrit les difficultés rencontrées par les raffineries, lors du verglas de janvier 1998<sup>15</sup>. Or, une interruption de courant de 24 heures entraîne pas moins de cinq jours de rattrapage. C'est un retard qui peut difficilement être comblé pour un service qui, dans les circonstances, s'avère essentiel. Les inventaires de produits pétroliers ont été suffisants, mais ils auraient pu s'épuiser rapidement. L'intervention du ministère des Ressources naturelles du Québec auprès d'Hydro-Québec a permis de maintenir un approvisionnement adéquat en électricité.

## ***Le gaz naturel***

Après le pétrole et l'électricité, le gaz naturel est l'autre source d'énergie par ordre d'importance, avec 16 % du marché québécois en 1996. Bien qu'il y ait eu des bris d'équipements reliés à la tempête de verglas, la principale perte subie par Gaz Métropolitain provient de l'incapacité des clients à utiliser leurs systèmes faisant appel au gaz naturel.

## **L'approvisionnement énergétique à la suite du verglas**

Telle que définie dans les politiques énergétiques, la sécurité des approvisionnements énergétiques a porté essentiellement sur la localisation et sur la propriété des sources primaires d'énergie. Ainsi, une ressource énergétique était considérée comme plus sécuritaire si elle était localisée au Québec et de propriété québécoise. La même approche a été adoptée par le gouvernement canadien. La sécurité des approvisionnements au niveau des consommateurs a reçu peu ou pas d'attention dans les politiques énergétiques antérieures. Or, la tempête de verglas nous a enseigné que la disponibilité de la ressource en ce qui a trait à la production ne nous assure pas qu'elle soit également disponible pour les consommateurs. Pour cette raison, il faudrait retrouver dans les politiques énergétiques à venir cette préoccupation à l'égard de la sécurité des approvisionnements au niveau des consommateurs.

---

15. Commission scientifique et technique [verglas de janvier 98], «La pratique de la gestion des sinistres au Québec», chap. dans *La sécurité civile, études sectorielles*, vol. 1, livre 1, chap. 1 (section 4.7.2), 1999.

Le sinistre a mis en évidence l'interdépendance qui existe entre les formes d'énergie. Dans bien des cas, il est impossible de produire de l'électricité sans les carburants et à l'inverse, l'électricité s'avère essentielle à la production des raffineries et au fonctionnement des systèmes de chauffage au gaz naturel ou à l'huile. Dans ce contexte, les raffineries de l'est de Montréal ont entamé depuis un certain temps des négociations avec Hydro-Québec dans le but de l'amener à construire et exploiter une centrale thermique qui serait localisée sur leur site et qui servirait à leur alimentation. Il s'agit d'un moyen de rendre les raffineries autosuffisantes, lorsqu'il y a une rupture prolongée d'approvisionnement en électricité. D'autres moyens pourraient être aussi considérés et le choix devrait être effectué sur la base des coûts relatifs. Une telle approche donnerait suite à une recommandation formulée par l'Institut canadien des produits pétroliers dans son mémoire présenté à la commission<sup>16</sup>. Selon l'ICPP, «Hydro-Québec devrait étudier la possibilité que les raffineries soient autosuffisantes en électricité».

Tous les usagers québécois ont aussi la liberté de s'ajuster à la suite de leur expérience et à leur perception de la fiabilité des services offerts. Cependant, les coûts à supporter pour avoir accès à une autre source de chaleur lors des interruptions d'approvisionnement en électricité diffèrent d'un consommateur à l'autre, principalement en fonction de leur système actuel de chauffage. Selon un sondage réalisé par Sondagem et publié dans le magazine *L'actualité*<sup>17</sup>, 18% des Québécois ont déjà pris des mesures préventives contre une autre crise du verglas. Ces décisions individuelles donnent lieu à une activité fébrile chez les marchands de systèmes d'appoint au bois, à l'huile ou au gaz<sup>18</sup>. Des produits désormais offerts sont complètement indépendants de l'électricité.

L'Agence de l'efficacité énergétique, en collaboration avec l'Office de protection des consommateurs, pourrait prendre des mesures pour que les intéressés soient bien informés des coûts et des caractéristiques des différents systèmes d'appoint, afin qu'ils effectuent des choix éclairés. De plus, ces deux organismes devraient exercer un suivi à ce sujet. On trouvera ci-après, en appendice 2 de la présente étude sectorielle, une note sur l'utilité et l'efficacité des appareils de chauffage d'appoint, leurs coûts et les aspects de sécurité et de salubrité qui s'y rattachent<sup>19</sup>.

---

16. Institut canadien des produits pétroliers, mémoire présenté à la Commission scientifique et technique [verglas de janvier 98], 1998, p. 9.

17. Sondagem, «Êtes-vous prêt pour le verglas?», dans *L'actualité*, 1<sup>er</sup> novembre 1998, p. 15.

18. Pierre MARTEL, «La crise du verglas fait grimper la vente de poêles» dans *Le Soleil* (24 septembre 1998), cahier B, p. 1.

19. Commission scientifique et technique [verglas de janvier 98] «Les systèmes de chauffage et d'approvisionnement en énergie dans les logements, en cas de pannes d'électricité», dans *Les conditions climatiques et l'approvisionnement en énergie*, études sectorielles, vol. 3, livre 2, appendice, 1999.



## SECTION 2

La deuxième section de cette analyse des aspects économiques de l'approvisionnement en énergie est spécifiquement consacrée à Hydro-Québec et aux initiatives prises par la société d'État pour assurer la fiabilité des approvisionnements en électricité. À cette fin, on a choisi d'étudier ces liens entre Hydro-Québec et la fiabilité des approvisionnements selon trois aspects.

- En premier lieu, on analysera les programmes définis par Hydro-Québec afin de renforcer la fiabilité des approvisionnements, ces programmes devant être compris dans le cadre du mandat du statut de la société d'État.
- En deuxième lieu, on étudiera plus précisément les dépenses effectivement consacrées par Hydro-Québec à la fiabilité des approvisionnements, un lien étant établi entre ces dépenses et les contraintes financières de l'entreprise.
- En troisième lieu, enfin, on abordera plus précisément les impacts, notamment financiers, qu'a eus le sinistre de janvier 1998 sur la société d'État.

### 2.1 Les programmes mis en place par Hydro-Québec

Afin de bien comprendre l'action entreprise par la société d'État en vue d'assurer la fiabilité des approvisionnements, il est nécessaire de rappeler le cadre dans lequel elle évolue – c'est-à-dire son mandat et son statut. On analysera ensuite les programmes d'amélioration du service définis par l'entreprise, à partir du milieu des années quatre-vingt.

#### **Le mandat et le statut d'Hydro-Québec**

La Commission hydroélectrique de Québec, qui devait plus tard devenir Hydro-Québec, a été créée en 1944 avec la nationalisation de la *Montreal Heat, Light and Power*. Le mandat du nouvel organisme, tel que stipulé dans la loi du 14 avril 1944, consistait à «fournir l'énergie aux municipalités, aux entreprises industrielles ou commerciales et aux citoyens de cette province aux taux les plus bas possibles compatibles avec une saine administration financière». L'exercice de ce pouvoir était subordonné à l'approbation du gouvernement. En 1963, la majorité des autres producteurs, à l'exception des «autoproducteurs», étaient également nationalisés.

En tant que service public ayant pour vocation de fournir l'électricité à la population, la Commission hydroélectrique du Québec n'avait toutefois pas comme objectif premier le développement économique. C'est en se donnant une politique énergétique que le gouvernement pouvait le plus efficacement intervenir dans les orientations de l'organisme. Un premier énoncé en ce sens parut en 1972, mais il ne modifia pas les relations entre la Commission hydroélectrique et le gouvernement. Les échanges consistaient essentiellement en discussions préalables aux nombreuses autorisations requises pour le fonctionnement de l'entreprise.

C'est avec le *Livre blanc* de 1978 sur la politique énergétique que le gouvernement commença à promouvoir les économies d'énergie, les énergies québécoises et le gaz naturel. La loi qui s'ensuivit changeait officiellement le nom de la Commission hydroélectrique pour celui d'Hydro-Québec, instituait un Conseil d'administration de onze membres en

remplacement de l'ancienne Commission qui en comprenait cinq, créait une filiale chargée d'exporter les savoir-faire, Hydro-Québec International, de même qu'une société de gérance des travaux de la Baie James, la Société d'énergie de la Baie James (SEBJ). La loi modifiait en outre de façon significative les relations entre l'État et Hydro-Québec, qui devenait désormais assujettie aux politiques gouvernementales.

### *La loi de 1981*

En 1979, l'énoncé de politique *Bâtir le Québec* donnait une place de choix à l'électricité comme instrument de politique industrielle. La loi de 1981 allait compléter la réforme amorcée. Hydro-Québec n'avait désormais plus l'obligation de fixer ses tarifs en fonction d'un objectif de « plus bas coût possible ». De plus, la Société pouvait mettre en œuvre des programmes d'économies d'énergie. La loi dotait aussi l'entreprise d'un capital action de 5 milliards de dollars, la totalité des actions étant toujours détenue par le ministre des Finances du Québec.

On établissait un mécanisme de déclaration et de paiement d'un dividende sur les actions respectant des critères précis de couverture d'intérêt et de capitalisation. Ces critères sont les suivants.

- Le dividende ne peut excéder, pour un exercice financier, le surplus susceptible de distribution qui est égal à 75 % du montant disponible après avoir assuré la couverture de la totalité des intérêts.
- Aucun dividende ne peut être versé qui réduirait à moins de 25 % le taux de capitalisation de l'entreprise.

Le mécanisme de déclaration de dividendes permet d'assurer que la santé financière de l'entreprise ne puisse être mise en péril par le versement de dividendes. Il permet également une réduction mécanique du surplus susceptible de distribution maximale, en période d'investissements accrus qui ne dégagent des revenus qu'à long terme, par la prise en compte de la dépense brute d'intérêts dans le calcul du surplus.

Le 22 juin 1983, le mandat d'Hydro-Québec était désormais élargi au « domaine de la recherche, de la transformation et de la formation, de même que dans tout domaine connexe ou relié à l'énergie ». La nouvelle loi prévoyait également que le nombre de membres du Conseil d'administration pouvait être porté à 17 et que la Société devait « établir un plan de développement suivant la forme, la teneur et la périodicité fixées par le gouvernement [...] ». Le plan de développement devient, à compter de cette date, le véhicule par excellence permettant à Hydro-Québec de définir ses intentions et ses projets et de faire part à son actionnaire de la façon dont elle compte remplir son mandat en conformité avec les énoncés de la politique énergétique. Depuis le 10 juillet 1991, la fréquence de ces plans de développement est fixée à trois ans. Enfin, la loi de 1983 permettait à Hydro-Québec d'exporter de l'électricité régulière.

### *Les modifications apportées en 1988*

La loi 32, promulguée le 17 juin 1988, est venue finalement modifier la structure de la haute direction d'Hydro-Québec. La Société est dorénavant dirigée par un président du Conseil et chef de la direction qui est responsable de l'administration et de la direction de l'entreprise, de même que des relations avec le gouvernement. La loi a également créé le poste de président et chef de l'exploitation, principalement chargé de la réalisation des activités que détermine le Conseil d'administration.

Le gouvernement du Québec a ainsi graduellement développé plusieurs canaux d'intervention auprès d'Hydro-Québec. Parmi ceux-ci, certains, comme l'approbation des emprunts, les plans d'équipement et de développement, le choix des membres du Conseil d'administration et la répartition du bénéfice net découlent de son rôle en tant qu'actionnaire. D'autres, en revanche, relèvent soit de la réglementation, comme la tarification et la protection de l'environnement, soit de la gestion économique en général, comme le choix des filières énergétiques et de leur rythme de développement. Les divergences d'intérêt inhérentes à ce genre de situation, par exemple celui entre l'État actionnaire et l'État représentant du public, ont mené à la création de la Régie de l'énergie en décembre 1996.

### *Le rôle de la Régie de l'énergie*

On a mentionné précédemment le rôle de la Régie de l'énergie pour l'ensemble du secteur énergétique. Ce rôle va être maintenant analysé plus précisément, pour ce qui concerne le secteur de l'électricité.

Comme on l'a vu, la Régie de l'énergie exerce l'essentiel de ses activités dans les secteurs de l'électricité et du gaz naturel, sa principale responsabilité étant d'approuver les tarifs et les plans de ressources. Cela devrait l'amener à réglementer certaines décisions d'entreprise ayant des impacts directs ou indirects sur la tarification, notamment celles affectant la qualité et la fiabilité du service. La création de la Régie de l'énergie, réalisée quelques semaines après la publication de la nouvelle politique, a entraîné une modification importante des modalités de gestion du secteur électrique québécois.

On doit rappeler que lors de la seconde nationalisation de l'électricité, en 1962, le gouvernement s'était réservé le pouvoir d'approuver et de fixer les tarifs d'électricité de cette forme d'énergie. Cependant, à compter de 1980, avec l'instauration du dividende devant lui être versé par Hydro-Québec, le gouvernement a été placé dans une situation où il jouait simultanément le triple rôle d'actionnaire, d'organisme de réglementation et de défenseur de l'intérêt public. En approuvant les tarifs d'électricité, il se trouvait dans l'obligation d'effectuer un arbitrage entre les prix payés par les consommateurs et son rendement financier. Le ministre des Finances, seul détenteur des actions d'Hydro-Québec, déterminait si un dividende devait être versé, en tenant compte des critères financiers stipulés dans la *Loi d'Hydro-Québec*. C'est le ministre des Ressources naturelles qui avait la responsabilité d'effectuer l'analyse des demandes tarifaires d'Hydro-Québec et c'est le ministre titulaire de ce ministère qui devait présenter une proposition au gouvernement à titre de ministre responsable d'Hydro-Québec.

En ce qui concerne Hydro-Québec, la Régie a compétence exclusive pour :

- fixer ou modifier les tarifs et les conditions auxquels l'électricité est transportée ou fournie<sup>20</sup> ;
- surveiller les opérations de la Société afin de s'assurer que les consommateurs aient des approvisionnements suffisants à un juste tarif ;
- approuver le plan de ressources.

De sa propre initiative ou à la demande d'une personne intéressée, la Régie peut aussi déterminer le taux de rendement d'Hydro-Québec et déterminer la méthode d'allocation du coût de service applicable à Hydro-Québec.

---

20. *Loi sur la Régie de l'énergie*, L.R.Q., c. R-6.01, art. 49. Les critères dont elle doit tenir compte y sont définis.

### *Les obligations d'Hydro-Québec vis-à-vis la Régie*

Hydro-Québec doit soumettre à la Régie, pour approbation, un plan de ressources proposant des stratégies pour réaliser l'équilibre entre l'offre et la demande de l'énergie qu'elle distribue, en tenant compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales, ainsi que des risques découlant du choix des sources d'approvisionnement qui lui sont propres<sup>21</sup>.

Hydro-Québec doit aussi obtenir l'autorisation de la Régie de l'énergie pour<sup>22</sup> :

- acquérir, construire ou disposer des immeubles ou des actifs destinés à la production, au transport ou à la distribution de l'électricité ;
- étendre ou modifier son réseau de distribution ;
- cesser ou interrompre ses opérations ;
- changer l'utilisation de son réseau de distribution ;
- effectuer une restructuration ayant pour effet de se soustraire en partie à l'application de la présente loi ;
- exporter de l'électricité hors du Québec (sous réserve de la *Loi sur l'exportation de l'électricité*).

Hydro-Québec doit soumettre ses programmes commerciaux à l'approbation de la Régie<sup>23</sup>.

Enfin, la Régie peut déterminer par règlement les normes relatives aux opérations, au maintien du réseau de distribution d'électricité, aux méthodes et aux pratiques en matière tarifaire, ainsi qu'aux méthodes et aux pratiques comptables, administratives et financières.

En vertu de son mandat, la Régie exigera donc qu'Hydro-Québec justifie une demande de hausse de tarifs en démontrant de façon exhaustive les coûts réels de ses activités réglementées, soit les coûts de production, de transport, de distribution et de commercialisation. Le revenu et les dépenses reliés aux activités non réglementées, soit une partie de ceux dus à la recherche ou à la diversification, ne pourront être invoqués pour diminuer ou augmenter les tarifs des clients. La Société devra donc départager nettement du point de vue administratif et comptable les coûts respectifs reliés à ses activités réglementées et non réglementées<sup>24</sup>.

Le pouvoir d'approuver les tarifs d'électricité est donc transféré du gouvernement à la Régie de l'énergie. De plus, cette dernière dispose de pouvoirs étendus en ce qui a trait à la qualité du service et à l'arbitrage à effectuer entre le niveau des tarifs et la qualité des services qui s'y rattachent.

---

21. *Loi sur la Régie de l'énergie*, L.R.Q., c. R-6.01, art. 72.

22. *Ibid.*, art. 73.

23. *Ibid.*, art. 74.

24. La Régie de l'énergie agit aussi à titre de conseillère auprès du gouvernement du Québec en matière de politique énergétique. Elle doit se pencher de manière prioritaire sur la libéralisation du marché de l'électricité ayant cours en Amérique du nord et ses implications pour le Québec.

## Les programmes d'amélioration du service

C'est en 1984 qu'Hydro-Québec fait de la qualité du service un objectif inclus dans le plan de développement – des programmes spécifiques étant définis à cette fin.

### *Le tournant opéré en 1984*

Dans le plan de développement présenté alors, la société d'État annonce son intention d'augmenter la fiabilité du réseau en vue d'assurer une meilleure continuité du service aux différentes catégories d'abonnés.

Cette orientation implique notamment les objectifs suivants.

- Améliorer la fiabilité du réseau et de ses composantes à l'étape de la conception, de l'ingénierie, de l'approvisionnement, de la fabrication, de l'exploitation et de l'entretien.
- Apporter des améliorations à la configuration du réseau de distribution moyenne tension et à la qualité de ses composantes afin de réduire le nombre et la portée des interruptions planifiées.
- Automatiser l'exploitation du réseau et améliorer les communications radio afin de réduire le temps d'intervention nécessaire au rétablissement du service lors de pannes accidentelles.

### *Le programme d'Amélioration de la Qualité du Service (PAQS)*

À partir de 1984, Hydro-Québec met donc en place une série de programmes qui visent à améliorer la fiabilité de ses réseaux de transport et de distribution. C'est en 1984 qu'est lancé le Programme PAQS – *Programme d'amélioration de la qualité du service*. Ce programme a pour but d'apporter des améliorations à tous les niveaux du réseau où des renforcements seraient jugés nécessaires.

Ce programme, que l'on dénommera ultérieurement PAQS-1, se veut une réponse à un état de service qui se profile ainsi en 1984<sup>25</sup> : «Le nombre annuel de pannes se situe autour de 15 000, la fréquence à 3,5 pannes par client et la durée moyenne d'une panne à 76 minutes. À cette situation, il faut ajouter autour de 16 000 pannes programmées, pour une fréquence de 6,6 interruptions par client et d'une durée moyenne de 47 minutes».

Le programme PAQS-1 couvre la période 1984-1990. Il concerne les activités suivantes.

- Répartition : raffermissement de l'alimentation de postes de distribution ; addition de manœuvres dans les postes ; raffermissement de la transformation ; remplacement d'installations désuètes ou temporaires ; raffermissement de réseaux d'alimentation régionale de la Mauricie.
- Automatismes : mini-télécommande ; annonceurs ; enregistreurs de tension ; diverses modifications.

---

25. Hydro-Québec, *Programme d'amélioration de la qualité de service (PAQS-1)*, direction de la distribution, 1988, p. 24.

- Télécommunications : interconnexions téléphoniques ; protection de câbles ; fibres optiques ; transmission de données ; radio mobile ; télécommande dans les postes.
- Distribution : centres d'exploitation de distribution ; télécommande en ligne et gestion de la consommation ; énergie excédentaire et biénergie ; bouclage des artères ; protection et appareils de manœuvre ; reconstruction de réseau.
- Production.

Tableau 13

Les dépenses relatives au programme PAQS-1	
Activités	Dépenses (000 000 \$)
Production	11
Transport	292
Répartition	226
Distribution	376
Automatismes	6
<b>Total</b>	<b>966</b>

Source : Hydro-Québec, mémoire présenté à la Commission scientifique et technique [verglas de janvier 98], 2<sup>e</sup> séance, 8 octobre 1998.

### ***Une nouvelle problématique, et la détérioration de la qualité du service***

À partir de 1986, le développement des marchés d'exportation introduit une nouvelle problématique, soit la compatibilité des critères de conception et d'exploitation d'Hydro-Québec avec ceux du *Northeast Power Coordinating Council* (NPCC). Le NPCC est un organisme américain auquel participent les entreprises d'électricité du Canada et qui définit les critères de fiabilité des réseaux de transport.

Durant la même période, soit entre 1985 et 1989, le Québec connaît neuf pannes majeures, c'est-à-dire des pannes de plus de 1 000 MW et d'une durée de plus d'une heure<sup>26</sup>.

En 1989, la direction de la distribution de Hydro-Québec fait les constats suivants.

- Le nombre d'interruptions totales avait augmenté de 1 % en 1987, par rapport à la moyenne des années 1980, 1981 et 1982.
- L'indice de continuité avait baissé de 17 % (détérioration).
- La fréquence des interruptions avait baissé de 18 % (amélioration).
- La durée moyenne d'interruption par client avait augmenté de 50 % (détérioration).

Il faut remarquer que ces résultats comprennent non seulement les pannes causées par les bris d'équipement, mais aussi les arrêts programmés.

26. Il s'agit des critères utilisés dans leur rapport par les ingénieurs Galiana, Gervais et Wildi, sur lequel on reviendra plus loin.

À la suite de cette détérioration de la qualité des services pour les résidents québécois et à la nécessité de rendre compatible le réseau de transport avec les normes du NPCC, Hydro-Québec met en place, à partir de 1987, de nouveaux programmes – le programme Amélioration de la Fiabilité du Réseau de Transport (AFRT), le PAQS-2 et le programme d'amélioration de la maintenance (PAM).

### *Le programme Amélioration de la Fiabilité du Réseau de Transport (AFRT)*

Le programme Amélioration de la Fiabilité du Réseau de Transport (AFRT) est mis en place en 1987. Il porte sur la dimension électrique du réseau et a pour buts d'augmenter le transit sur le réseau Churchill-Manic-Québec, d'améliorer la flexibilité d'exploitation, d'augmenter la robustesse du réseau et de réduire le nombre et la durée des pannes. En cours de réalisation, le programme introduit des changements dans les critères de conception et d'exploitation (normes NPCC), notamment en ce qui concerne la commande et la protection du réseau.

Les principales activités couvertes par ce programme sont :

- l'addition de compensation en série sur les lignes de 735 kV des réseaux de la Grande et Manic-Outardes-Churchill;
- l'addition d'inductances;
- l'augmentation de la compensation statique des postes de la Chamouchouan, de Chibougamau et de La Vérendrye;
- l'addition d'automatismes;
- des modifications au réseau de télécommunication;
- la construction d'une nouvelle ligne à 315 kV entre la Grande-2-A et Radisson;
- des modifications diverses aux lignes et dans les postes de transport.
- Le coût total du programme, qui se terminera en 2000, est estimé à 1,238 milliard de dollars, répartis ainsi:
  - 940 millions de dollars pour augmenter la robustesse du réseau;
  - 160 millions de dollars pour donner plus de flexibilité d'exploitation;
  - 238 millions de dollars pour augmenter la capacité du réseau de transport entre Churchill-Manic et Québec.

---

### Le rapport Galiana, Gervais et Wildi

À la suite des pannes survenues sur le réseau, le ministère des Ressources naturelles confiait aux ingénieurs Galiana, Gervais et Wildi, le 30 novembre 1988, le mandat suivant.

- Identifier la nature et les causes des pannes d'électricité survenues au cours des dernières années.
- Identifier les actions immédiates qui réduiraient à court terme les risques de pannes d'électricité majeures.
- Proposer des stratégies d'intervention qui réduiraient à moyen terme la fréquence et l'ampleur des pannes d'électricité.

Le rapport est remis au ministre le 10 avril 1989<sup>27</sup>. Il traite des concepts et critères de stabilité et fiabilité et des normes du NPCC dont Hydro-Québec est devenue membre.

- Le rapport traite de la nature des pannes, de leurs causes (des neuf pannes identifiées comme majeures, cinq auraient été dues à des causes techniques ou à des erreurs humaines) et des moyens d'y remédier à court et moyen terme.
- Le document traite des implications pour Hydro-Québec d'ajouter à son réseau la compensation en série, notamment en regard des critères du NPCC, critères que ne rencontre pas le réseau de Hydro-Québec tel que conçu.
- Le rapport se termine en insistant sur la complexité du réseau québécois et sur la difficulté de se prononcer sur la fiabilité du nouveau réseau équipé du système de compensation en série.

Le rapport comprend vingt-deux recommandations, dont deux portent sur les modalités d'implantation de la compensation en série, et les autres sur des sujets de maintenance, d'approche intégrée concernant les systèmes d'entretien préventif que Hydro-Québec veut instaurer, et d'une implication plus grande de la société d'État dans le contrôle de la qualité de l'équipement.

---

---

27. F.D. G.ALIANA, Y. GERVAIS et T. WILDI, *Rapport sur le réseau de transport d'Hydro-Québec*, Québec, ministère des Ressources naturelles, 1989.



### *Le PAQS-2*

PAQS-2, qui couvre la période 1989 à 1995, vise plus particulièrement la distribution. Il impliquera finalement des déboursés de 498 millions de dollars<sup>28</sup>, pour les améliorations techniques suivantes :

- remplacement de 7 300 km de conducteurs désuets<sup>29</sup>;
- remplacement de 30 000 poteaux vétustes;
- installation de 7 000 appareils de sectionnement;
- installation et remplacement de 145 000 parafoudres;
- vérification et remplacement d'isolateurs de fin de course;
- entretien préventif des réseaux aériens et souterrains.

### *Le programme d'amélioration de la maintenance (PAM)*

Le Programme d'Amélioration de la Maintenance (PAM) est approuvé par le conseil d'administration d'Hydro-Québec en février 1989, en même temps que la version 2 du Programme d'Amélioration de la Qualité de Service (PAQS-2) qui, lui, s'adresse au réseau de distribution.

Le PAM consiste en un programme quinquennal (1989-1993). Les déboursés totaliseront 419 millions de dollars dont 250 millions en charges d'exploitation et 169 millions en dépenses d'investissement.

Voici l'orientation de ce programme, telle que conçue par Hydro-Québec<sup>30</sup>:

*«L'accord du PAM stipule que le programme est composé d'un ensemble de projets et d'activités de modification, remplacement, de réfection et d'entretien sur l'ensemble du réseau électrique, ce qui permettra de combler les retards accumulés durant les années antérieures dans la maintenance des équipements et installations de production, transport répartition et télécommunication. Le PAM prévoit également l'implantation des recommandations issues du comité d'évaluation des installations stratégiques et la correction des anomalies relevées dans les postes de transport».*

Ce programme aura eu la portée suivante : en termes de travaux exécutés, Hydro-Québec identifie 10 293 initiatives imputables directement au programme, soit 4 272 pour l'appareillage, 4 282 pour les automatismes et 1 739 pour les télécommunications.

Dans leur bilan de l'opération effectué au 31 décembre 1994, les responsables d'Hydro-Québec concluent que, par ailleurs, l'évaluation des activités et des projets du programme PAM à partir de 1994 démontre que ceux-ci sont assimilables soit aux activités de base, soit aux

---

28. Hydro-Québec, mémoire présenté à la Commission scientifique et technique [verglas de janvier 98], 2<sup>e</sup> séance, 8 octobre 1998.

29. Soit environ 8% du réseau de distribution.

30. Hydro-Québec, *Contribution du programme d'amélioration de la maintenance (PAM)*. Production, transport et télécommunication, 1994, p. 3.

activités régulières d'entretien. La contribution du PAM devenant marginale par rapport aux autres moyens d'amélioration déployés dans chaque domaine d'activités, l'espérance de gains significatifs réside désormais dans une approche globale d'utilisation des ressources, soit :

- la réorganisation des activités basées sur la création d'unités administratives possédant une masse critique de savoir-faire ;
- la gestion des processus de travail ;
- les ententes clients-fournisseurs ;
- le déploiement des cibles de performance par unité ;
- l'optimisation de la capacité de réalisation par la planification et le suivi des travaux dans les systèmes de gestion développés depuis les cinq dernières années.

Au total, les moyens déployés via le programme PAM préviendront la dégradation des éléments du réseau dans les domaines de la maintenance et sécurité des barrages, des automatismes et systèmes d'exploitation et des télécommunications.

Le programme PAM s'est terminé à la fin de 1993 et ses activités sont maintenant assimilées aux programmes réguliers.

## 2.2 Les dépenses effectivement consacrées à la fiabilité des approvisionnements

Les programmes visant à améliorer la fiabilité des approvisionnements ayant été décrits, on va maintenant tenter d'évaluer l'importance réelle des dépenses consacrées par Hydro-Québec à cet objectif.

- Comme on va le voir, on peut qualifier de significatif l'effort ainsi consenti par Hydro-Québec, lorsque l'on quantifie les dépenses d'investissement et d'entretien effectuées dans le cadre de ces programmes.
- Il faut cependant aller plus loin et établir un lien entre ces dépenses et les contraintes financières imposées à Hydro-Québec – ce lien existant surtout pour les dépenses d'entretien.
- Dans un troisième temps, il sera possible de dégager une conclusion spécifique sur les choix effectués par Hydro-Québec quant à la destination de ses efforts relatifs à la fiabilité des approvisionnements. On veut faire référence ici au traitement privilégié dont semble avoir bénéficié le réseau de transport, par rapport au réseau de distribution.

### **Un effort significatif pour les dépenses d'investissement comme pour les dépenses d'entretien**

Les dépenses d'investissement pour rénover les réseaux de transport et de distribution et les dépenses courantes d'entretien constituent deux moyens d'arriver à une même fin, soit l'amélioration de la fiabilité de l'approvisionnement en électricité.

### Un effort significatif

Les programmes AFRT, PAQS et PAM sont présentés par Hydro-Québec comme des ajouts aux programmes réguliers permettant de répondre aux normes du NPCC et de corriger la situation en matière d'indice de continuité de service. Le coût total de ces programmes, pour la période 1984-2000, est de 3 121,3 millions de dollars (voir le tableau 14), se répartissant en dépenses d'investissement (2 599,5 millions de dollars) et dépenses courantes d'entretien (521,8 millions de dollars).

Tableau 14

Les dépenses liées aux programmes AFRT, PAQS et PAM *				
Programmes	Périodes	Dépenses d'investissement	Dépenses courantes d'entretien	Total
PAQS-1**	1984-1990	734,5	231,8	966,3
PAQS-2	1988-1997	377,0	121,0	498,0
PAM	1989-1993	250,0	169,0	419,0
AFRT***	1987-2000	1 238,0	—	1 238,0
Total	1984-2000	2 599,5	521,8	3 121,3

\* En dollars courants.

\*\* Répartition du total effectuée par la Commission. La Commission a utilisé le même ratio que celui du PAQS-2 pour lequel Hydro-Québec a fourni la ventilation.

\*\*\* Source: Hydro-Québec, *Plan d'affaires 1998-1999, 1998*.

Les dépenses d'investissement imputables aux quatre programmes analysés ont représenté environ 15 % des dépenses totales d'investissement (voir le tableau 15).

Tableau 15

Les dépenses reliées aux programmes et les dépenses totales d'investissements		
Types de dépenses	000 000 \$	%
Dépenses d'investissement (4 programmes)	2 599,5	15,2
Dépenses totales d'investissement en transport, en répartition et en distribution (1984-1997)	17 090,0	100,0

Les dépenses d'entretien effectuées dans le cadre de ces quatre programmes ont représenté une part équivalente des dépenses totales d'entretien d'Hydro-Québec, soit 17,5 % (voir le tableau 16).

Tableau 16

Les dépenses d'entretien en transport, en répartition et en distribution dans le cadre des programmes et les dépenses courantes		
Type de dépenses	000 000 \$	%
Dépenses courantes d'entretien (4 programmes)	521,8	17,5
Dépenses totales courantes d'entretien en transport, en répartition et en distribution	2 988,0	100,0

### *Des résultats probants*

Eu égard aux dépenses consenties par la société d'État dans le cadre normal de ses opérations, les programmes de mise à niveau ont ainsi constitué un effort significatif, qui a contribué à l'amélioration de l'indice de continuité du service observé après 1988.

À cet égard, les résultats obtenus sont probants: la fiabilité du réseau, telle que mesurée par l'indice de continuité de service, n'a cessé de s'améliorer jusqu'en 1997. Il en est de même de la robustesse du réseau: la capacité de résistance sans perte de synchronisme à la perte d'un élément important de production, de transport ou de répartition s'est avérée satisfaisante, compte tenu des investissements majeurs consentis par Hydro-Québec. L'indice de continuité est passé de 12,0 à 3,5 heures par abonné et par année au cours de la période 1989-1996. Cet indice est cependant remonté à 5,9 heures en 1997, à cause des effets de la tempête de verglas dans Lanaudière.

### **Le lien entre ces dépenses et les contraintes financières d'Hydro-Québec**

Les dépenses d'investissement et les dépenses d'entretien ne sont pas neutres sur les résultats financiers d'Hydro-Québec. Leurs impacts diffèrent, les dépenses d'investissement et d'entretien étant généralement financées par deux sources distinctes de fonds.

- La majeure partie des dépenses d'investissement sont le plus souvent financées par des emprunts, qui n'ont pas d'effet immédiat et direct sur le bénéfice net de l'entreprise. En effet, l'impact des emprunts est réparti sur plusieurs années, selon l'amortissement du capital et le remboursement des intérêts.
- Il en est autrement des dépenses courantes d'entretien, qui ont une incidence immédiate sur les résultats financiers. Ces dépenses constituent une charge d'exploitation et sont financées par les revenus. Les dépenses courantes seront donc, de façon générale, plus influencées par les facteurs conjoncturels que les dépenses d'investissement. Elles constituent souvent la soupape de l'entreprise, afin de permettre à cette dernière d'ajuster son niveau de dépenses en fonction des objectifs financiers escomptés.

Au cours des années passées, les initiatives prises par Hydro-Québec afin d'améliorer la sécurité des approvisionnements en électricité ont été influencées par la situation financière de la société d'État.

### *Un faible taux de rendement*

Cette situation financière a été principalement caractérisée, depuis le début des années quatre-vingt, par le faible taux de rendement sur l'avoir propre. Le tableau 17 illustre qu'au cours de la période allant de 1986 à 1997, ce taux de rendement n'a jamais dépassé le taux des emprunts à long terme de la société d'État, ce qui signifie que l'entreprise ne disposait que d'une marge de manœuvre limitée.

Tableau 17

Le taux d'intérêt moyen payé sur obligation de 10 ans et le rendement sur l'avoir propre			
Années	Taux d'intérêt moyen sur obligation de 10 ans		Rendement sur l'avoir propre
	Marché canadien	Marché américain	
			%
1986	10,0	8,7	4,4
1987	10,7	9,2	7,0
1988	10,9	9,5	8,0
1989	10,5	8,9	7,0
1990	11,6	9,4	4,8
1991	10,7	8,9	8,4
1992	9,8	8,2	7,4
1993	8,8	7,1	7,2
1994	9,4	8,2	5,9
1995	9,1	7,7	3,3
1996	8,1	7,4	4,3
1997	7,9	8,0	6,3

Durant cette période, les augmentations de tarifs d'électricité approuvées par le gouvernement ont été voisines de l'inflation, à l'exception de deux années – 1990 et 1992 – où la hausse tarifaire a été significativement plus élevée que l'inflation<sup>31</sup>. Ces deux années correspondent justement à la période où il y a eu une intensification des programmes spéciaux de fiabilité. Au total, les hausses tarifaires autorisées n'ont pas donné à la société d'État une grande marge de manœuvre.

Tableau 18

Comparaison des hausses tarifaires et du taux d'inflation		
Années	Hausse tarifaires	Inflation*
	%	%
Mai 1985	2,5	4,6
Mai 1986	5,4	4,1
Mai 1987	4,6	4,6
Mai 1988	3,9	4,1
Mai 1989	4,3	5,0
Mai 1990	7,4	4,4
Mai 1991	6,9	6,2
Mai 1992	3,5	1,3
Mai 1993	1,5	1,8
Mai 1994	1,0	-0,2
Mai 1995	0,3	2,9
Mai 1996	1,3	1,5
Mai 1997	1,6	1,5

\* Croissance de l'indice des prix à la consommation au Canada entre le mois de la hausse tarifaire et le mois de la hausse tarifaire précédente.

Source: Ministère des ressources naturelles du Québec.

31. La hausse tarifaire a également été supérieure à l'inflation en 1986, 1991, 1994 et 1997, l'écart étant cependant moins important qu'en 1990 et 1991.

Résultat de cette situation financière relativement serrée, pour la période allant de 1984 à 1997 : Hydro-Québec n'a versé de dividendes à son actionnaire qu'à quatre reprises, soit en 1984, 1988, 1989 et 1997. Selon la loi, Hydro-Québec ne peut en effet verser de dividendes si cette opération a pour résultat de faire chuter le taux de capitalisation de l'entreprise en-dessous de 25 %. Il faut en effet rappeler qu'Hydro-Québec doit maintenir ses revenus à un niveau suffisant pour couvrir au moins ses frais d'exploitation, les intérêts de la dette et l'amortissement de ses immobilisations sur une période maximum de cinquante ans. Dans ce contexte financier difficile et contraignant, la société d'État a dû rationaliser ses dépenses, et notamment ses dépenses d'entretien.

### *Le réseau de transport privilégié aux dépens de la distribution*

Il est intéressant de comparer par ailleurs les dépenses, selon qu'elles ont été affectées au transport ou à la distribution. À ce titre, on constate que la dynamique de ces dépenses a été différente.

- Comme on peut le constater dans le graphique 1, si l'on exclut les trois années de rattrapage – 1992, 1993 et 1994 – le niveau des dépenses d'entretien / distribution, calculé en dollars constants par km, est depuis 1988 en deçà de ce qui a été dépensé annuellement entre 1980 et 1987. Pour les dépenses d'entretien / transport, on constate le phénomène inverse : depuis 1988, le niveau de ces dépenses a été significativement supérieur à celui observé annuellement au cours de la période allant de 1980 à 1987.

Une autre façon de vérifier cette réalité est de calculer le ratio des dépenses courantes d'entretien consacrées au transport et à la répartition sur les dépenses de distribution. Ce ratio a varié entre 2,3 et 2,7, de 1980 à 1988. Le ratio a atteint de 6,0 à 6,3, entre 1988 et 1992. Il a été compris entre 3,0 et 4,0, pour la période 1992-1997. Au chapitre des dépenses courantes d'entretien, on peut donc conclure qu'au cours des dix à quinze dernières années, le réseau de transport a été privilégié par rapport à la distribution.

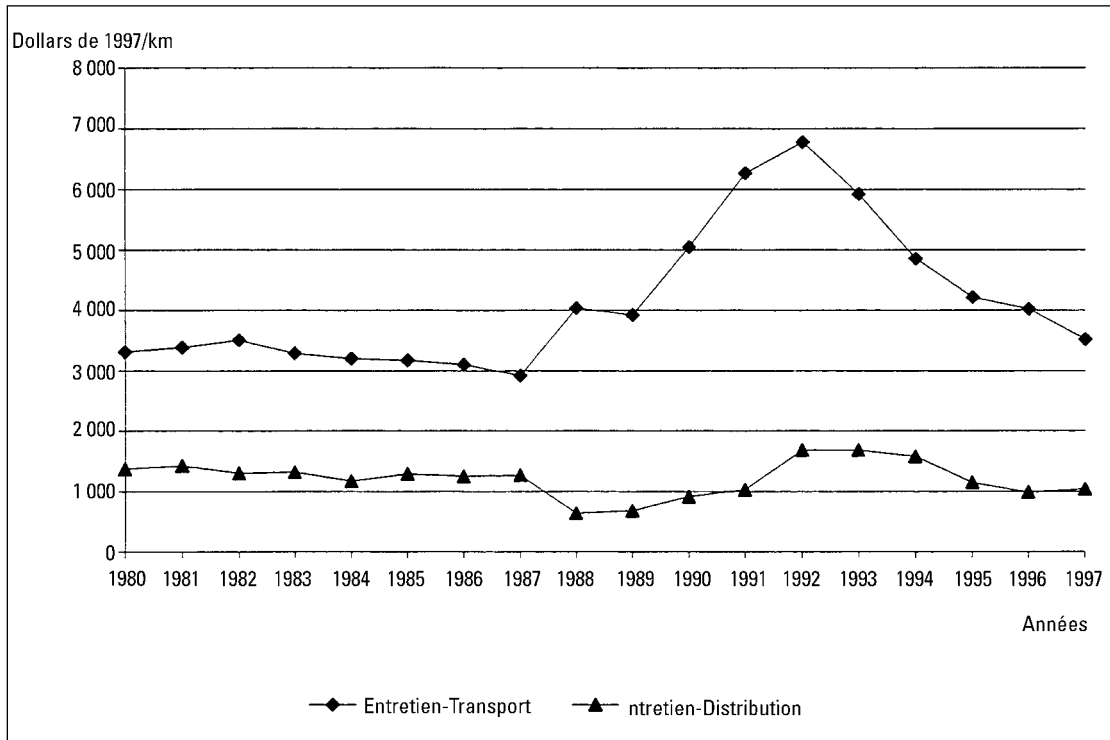
- La tendance ne semble pas différente pour les dépenses d'investissement. Sans en avoir fait une analyse exhaustive, la Commission a remarqué que les dépenses d'investissement en distribution ont été relativement stables en dollars courants ou ont décliné en dollars constants, entre 1985 et 1995, alors que les investissements sur le réseau de transport ont été en forte croissance au cours de cette période. Dans ce cas, il s'agissait notamment de construire les installations de transport correspondant aux capacités additionnelles de production, mais également de se conformer aux normes du *Northeast Power Coordinating Council*<sup>32</sup>.

---

32. Le NPCC – dont est membre Hydro-Québec – est une association du nord-est de l'Amérique qui établit notamment des normes communes visant à faciliter les échanges et le transit d'énergie électrique entre les entreprises membres.

Graphique 1

L'évolution des dépenses d'entretien consacrées à la distribution et au transport



2.3 Les conséquences du verglas sur les équilibres financiers d'Hydro-Québec

Il reste maintenant à aborder les conséquences qu'a eues le verglas de janvier 1998 sur les équilibres financiers d'Hydro-Québec. On va d'abord analyser ces impacts proprement dits, avant de s'interroger sur les conséquences que le sinistre pourrait avoir, à plus long terme, sur les choix financiers de l'entreprise.

**L'impact financier du sinistre pour Hydro-Québec**

L'impact financier de la tempête de verglas s'analyse via les modifications apportées aux deux tableaux de bord d'Hydro-Québec que sont le plan stratégique et le plan d'affaires.

Le plan stratégique d'Hydro-Québec 1998-2002 a été soumis au gouvernement, le 21 octobre 1997, pour être examiné en commission parlementaire en février 1998. Les modifications suivantes ont entre autres été apportées, comme conséquences au verglas :

- accroissement de la robustesse des lignes de transport haute tension par un ensemble de moyens appropriés, notamment par l'insertion de pylônes anti-cascades à certains points;
- réalisation du bouclage des réseaux haute tension de la Montérégie (735 kV), de l'Outaouais (315 kV) et du centre-ville de Montréal (315 kV);
- réalisation d'une interconnexion majeure avec le réseau haute tension de l'Ontario. À plus long terme, un projet additionnel, à des fins d'amélioration de la sécurité d'alimentation électrique de clients du Québec, pourrait être envisagé.

### *Des investissements de 1,8 milliard de dollars*

Ces modifications au plan stratégique donneront lieu à des investissements additionnels de 1,421 milliards de dollars en 1998 et en 1999, auxquels s'ajoutent 396 millions de dollars pour 2000. Les ajustements financiers apportés au plan stratégique d'Hydro-Québec à la suite de la tempête de verglas de janvier 1998 reflètent les impacts estimés par la société d'État sur ses revenus et sur ses dépenses (voir le tableau 19).

Tableau 19

<b>Les investissements requis pour remettre en état et renforcer les réseaux de transport et de distribution d'Hydro-Québec</b>			
<b>Nature de l'investissement</b>	<b>1998</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>
	<b>000 000 \$</b>		
Remise en état du réseau de transport	286	s.o.	s.o.
Remise en état du réseau de distribution	326	s.o.	s.o.
Renforcement du réseau de transport	262	502	290
Télécommunications	9	36	106
<b>Total</b>	<b>883</b>	<b>538</b>	<b>396</b>

s.o. : sans objet

Source : Hydro-Québec, mémoire présenté à la Commission scientifique et technique [verglas de janvier 98], 2<sup>e</sup> séance, 8 octobre 1998.

Quant aux dépenses encourues ayant un effet sur les états financiers de 1998, Hydro-Québec a estimé que le sinistre entraînera une réduction de 115 millions de dollars du bénéfice net et une diminution de 57 millions de dollars des dividendes versés au gouvernement, ce qui implique une réduction de la marge bénéficiaire de 11,0% à 9,8% et une diminution du rendement sur l'avoir propre de 7.1% à 6.2% (voir le tableau 20).

Tableau 20

<b>Les chiffres révisés du plan d'affaires d'Hydro-Québec à la suite des effets de la tempête de verglas</b>			
<b>Éléments budgétaires</b>	<b>Unités</b>	<b>Plan de référence</b>	<b>Plan révisé</b>
Bénéfice net	000 000 \$	925	810
Dividende	000 000 \$	462	405
Investissements bruts	000 000 \$	2 240	2 715
Marge bénéficiaire	%	11,0	9,8
Rendement sur l'avoir propre	%	7,1	6,2

### *Pas d'impact à long terme*

Quant à l'impact à plus long terme, la tempête de verglas ne semble pas avoir entraîné de remise en cause, comme l'a exprimé le PDG d'Hydro-Québec en préambule du plan d'affaires 1998-1999<sup>33</sup> : « Cela dit, il importe de conserver le cap qui a été fixé au départ, de façon à atteindre nos objectifs à long terme ».

33. Hydro-Québec, *Plan d'affaires 1998-1999*, Préambule, 1998.



### ***Les réactions du milieu financier***

En ce qui concerne la réaction du milieu financier, il est bon de rappeler qu'Hydro-Québec avait une dette à long terme de 38 995 millions de dollars sur un passif de 55 194 millions de dollars à la fin de 1997. Compte tenu de la taille de cette dette et de l'impact de la tempête sur le réseau de la société d'État, il est pertinent de se demander si les marchés financiers ont manifesté une certaine nervosité.

Selon la *Dow Jones Newswire* de Toronto, aucun avis à ce sujet n'a été émis de leur part à leurs clients, qui sont surtout des maisons de courtage. Les conséquences n'ont pas été jugées comme étant suffisamment importantes pour mettre en cause l'intégrité financière d'Hydro-Québec. Il y a bien eu quelques questions au sujet de l'impact potentiel sur le déficit du Québec, mais encore une fois, cela n'a pas été jugé comme suffisamment significatif pour remettre en cause la cote de crédit du Québec.

### **Les conséquences à plus long terme**

Le grand maître d'œuvre de la fiabilité de l'approvisionnement en électricité au Québec demeure Hydro-Québec, qui joue un rôle central en la matière. Ce volet fait partie de sa mission de base qu'elle assume pleinement. Les activités sous-tendant la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement en électricité reposent sur une multitude de décisions où des arbitrages doivent être effectués. Ces décisions engendrent généralement des coûts, alors que les bénéfices qui en découlent ne sont pas toujours immédiatement tangibles. À l'avenir, la Régie de l'énergie jouera un rôle très important dans l'approbation des arbitrages à effectuer en tenant compte des contraintes financières.

#### ***Un risque: désavantager de nouveau le réseau de distribution***

Selon son plan stratégique 1998-2002, la société d'État entend geler à 1 600 millions de dollars ses dépenses d'exploitation. Cependant, le fait d'avoir obtenu la certification du NPCC l'engage à maintenir des standards d'entretien élevés pour son réseau de transport.

Il s'ensuit qu'il existe un risque que ce soit le réseau de distribution qui fasse les frais d'une telle contrainte. La Régie de l'énergie, dans ses procédures d'approbation de tarifs, pourrait s'assurer qu'Hydro-Québec affectera les ressources nécessaires pour maintenir le niveau de qualité du service à la distribution, tel que mesuré par l'indice de continuité du service.

Toutefois, cette question déborde l'aspect strictement budgétaire pour couvrir les pratiques et les politiques mises en place par Hydro-Québec. En effet, selon son directeur adjoint, tel qu'entendu en audience publique devant la Commission le 20 octobre 1998: «L'approche maintenant va permettre à Hydro-Québec d'investir davantage dans l'entretien préventif que dans le correctif [...] c'est avant tout par une révision fondamentale de nos processus de travail que cela va se faire que par une augmentation des investissements».

La Régie de l'énergie disposera normalement des moyens nécessaires pour évaluer la performance de cette méthode.

### ***Régionaliser l'indice de continuité***

Dans le même ordre d'idée, l'expérience des dernières années tend à démontrer qu'avec l'accroissement de la robustesse du réseau de transport, les pannes prolongées sont régionalisées et qu'un indice général de continuité de service devient moins significatif. Il faut maintenant pouvoir utiliser des indices régionaux dont Hydro-Québec est en possession, mais qui ne sont pas publiés. Toute amélioration du système de contrôle de la qualité du service de fourniture d'électricité présume donc que ces indices deviennent publics et qu'ils soient utilisés dans le processus d'arbitrage de la Régie de l'énergie.

### **La marge de manœuvre d'Hydro-Québec : des niveaux jamais atteints**

Il reste à s'interroger sur la marge de manœuvre d'Hydro-Québec disponible de façon prévisible à court et moyen terme.

Il est important de souligner que les prévisions financières d'Hydro-Québec pour les cinq prochaines années sont sans précédent. Jamais, dans le passé, la société d'État n'a atteint un seuil de rentabilité aussi élevé et n'a versé à son actionnaire autant de dividendes que ce qu'elle annonce actuellement.

Le plan stratégique 1998-2002 comporte en effet les engagements suivants.

- Le bénéfice net dépassera le milliard de dollars par année, pour atteindre 1,8 milliard de dollars en 2002, alors que ce bénéfice a été en moyenne de 572 millions de dollars, au cours des dix-huit dernières années, ne dépassant jamais les 800 millions de dollars.
- Les dividendes qui seront versés au cours des cinq prochaines années par Hydro-Québec au gouvernement atteindront les 3,3 milliards de dollars, alors qu'ils n'ont totalisé qu'un milliard de dollars depuis leur création, en 1980.
- Le rendement sur l'avoir propre s'élèvera à 11,8 % en 2002. Ce rendement n'a jamais dépassé les 9 % depuis 1984.
- Le taux de couverture des intérêts se chiffrera à 1,51, constituant ainsi un niveau très élevé. Depuis 1980, le taux de couverture des intérêts n'a jamais dépassé 1,26 et s'est établi en moyenne à 1,10.
- Le taux de capitalisation dépassera 30 %, un record inégalé à ce jour.
- Les liquidités atteindront 13,7 milliards de dollars au cours de la période, permettant ainsi de financer directement plutôt que par emprunt des investissements de l'ordre de 13,2 milliards de dollars.

Ces prévisions reposent bien entendu sur un certain nombre d'hypothèses, dont certaines sont très exigeantes. Pour la période 1998-2002, le plan stratégique annonce ainsi :

- une stabilisation des charges d'exploitation à 1,6 milliard de dollars par année ;
- le gel des tarifs au Québec après un ajustement à l'inflation en mai 1998 ;
- une augmentation de plus de 40 % des ventes hors-Québec à un prix moyen en 2002 de 25 % supérieur à celui de 1997.

Ces prévisions sont également sensibles à plusieurs risques: elles pourraient partiellement être remises en cause, en raison de la fluctuation des taux d'intérêt, de modifications aux taux de change et de résultats moins performants concernant l'évolution des ventes. Le risque le plus sérieux, à cet égard, provient sans doute de l'hydraulicité: la faible hydraulicité pourrait avoir un impact négatif sur les prévisions d'exportation et entraîner une hausse des importations, avec un impact financier immédiat.

Ces réserves étant formulées, on doit convenir que le contexte financier présenté par la société d'État est exceptionnel; elle annonce des résultats jamais atteints au cours de son existence. Même si des éléments conjoncturels devaient être finalement moins favorables, les résultats financiers obtenus en bout de ligne resteraient remarquables. À titre d'illustration, on doit savoir que si, par hypothèse, le bénéfice net était réduit de moitié, le niveau obtenu resterait encore supérieur à celui atteint au cours des vingt dernières années.



# **bibliographie**

## Audiences publiques, comptes rendus et mémoires

---

Les références bibliographiques des travaux de la Commission scientifique et technique comprennent les mémoires, avis écrits et comptes rendus des audiences publiques. La liste des personnes et des organisations ayant contribué aux travaux de la Commission en participant aux audiences publiques ou en acheminant un mémoire ou autre écrit est publiée à la fin de ce volume.

## Autres documents

---

HYDRO-QUÉBEC. *Plan d'affaires 1998-1999*. 1998

HYDRO-QUÉBEC. *Contribution du programme d'amélioration de la maintenance. Production, transport, répartition et télécommunication, période 1989-1993*. Groupe production transport et télécommunication, 1994, 25 pages.

HYDRO-QUÉBEC. *Programme d'amélioration de la qualité de service (PAQS-1)*. Direction de la distribution, 1988, 33 pages.

GALIANA, F. D., Y. GERVAIS et T. WILDI. *Rapport sur le réseau de transport d'Hydro-Québec*. Québec, ministère des Ressources naturelles, 1989, 5 pages.

GAZ MÉTROPOLITAIN. *Rapport annuel*. 1997.

MARTEL, Pierre. «La crise du verglas fait grimper la vente de poêles» dans *Le Soleil* (24 septembre 1998), cahier B, page 1.

MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES. *L'énergie au Québec*. Éditions 1997 et 1998, Québec, ministère des Ressources naturelles, 1997, 1997 et 1998.

MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES. *L'énergie au service du Québec, une perspective de développement durable*. Québec, ministère des Ressources naturelles, 1996.

MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES. *Pour un Québec efficace, rapport de la Table de consultation du débat public sur l'énergie*. Québec, ministère des Ressources naturelles, 1996.

# appendice 1

## Rapports additionnels d'experts externes à la Commission

## PLAN SOMMAIRE

### APPENDICE 1

#### RAPPORTS ADDITIONNELS D'EXPERTS EXTERNES À LA COMMISSION

<b>Rapports</b>	Christian Dubanton	479
	Leslie Jaeger	489
	M. Hyde M. Merrill	499
	Alain H. Peyrot	517
	René Tinawi	531
<hr/>		
<b>Annexe à l'appendice 1</b>	<b>Versions originales anglaises</b>	541
	Leslie Jaeger	543
	M. Merrill	551
	Alain H. Peyrot	567



**commentaires et remarques de Christian DUBANTON**

SELON LE MANDAT DU 22 JUILLET 1998

**Rapport du groupe  
Réseaux électriques  
de la Commission Scientifique  
et Technique chargée  
d'analyser les événements  
relatifs à la tempête  
de verglas survenue  
du 5 au 9 janvier 1998**

Curriculum  
vitæ

- *Né* le 30 avril 1941, citoyenneté française.
- **Poste actuel:** Chargé de mission à la Présidence et Direction Générale d'Électricité de France (pour la mise en place de la nouvelle Direction du « Gestionnaire de Réseau »);  
Sous-directeur à la DEPT – Comité d'Exploitation du Système.
- **Membre** de l'Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), président du CENELEC (normalisation de la CEE), de la Commission Électrotechnique Internationale, de la CIGRÉ .
- **Formation:** primaire et secondaire: divers lycées de France  
universitaire: École polytechnique (1964) x62  
École Nationale Supérieure des Télécommunications (1967).
- **Domaines d'expertise:** modélisation, installation et essais de puissance, normalisation et évaluation des appareillages installés par EDF aux niveaux distribution, production et transport; management des services d'ingénierie Réseau, Télécom, Informatique, Maintenance sur toute la France pour la DEPT.
- **Emplois:** Électricité de France (EDF);  
Chef de groupe à la Direction des études et recherches (1967-1973);  
Chef de la Division Appareillage (1973-1978);  
Chef des laboratoires d'Essais de Puissance (1978-1983);  
Chef de Service Adjoint du Service Matériel Électrique (1983-1987);  
Direction du Service Matériel Électrique (1987-1989);  
Directeur du Centre régional de Transport et Télécommunications Alpes (1989-1993);  
Sous-Directeur, dir. délégué des Ressources à la Direction de la DEPT (1994-1995);  
Sous-Directeur, dir. délégué des Unités de Services et Ingénierie (1995-1997).
- **Comités scientifiques:** président du comité technique N° 23 de la CIGRÉ .
- **Fonctions universitaires:** professeur en électrotechnique dans les Grandes Écoles françaises suivantes:  
ESTP de 1971 à 1978  
École Supérieure d'Électricité de 1978 à 1988  
Membre du jury de thèses et autres jurys pour le Comité Scientifique du C.N.R.S. (Toulouse)
- **Consultation:** au sein de divers comités universitaires de la CEE

Le mandat demande une analyse critique pour confirmer la qualité du rapport, donner une évaluation des pratiques et solutions et compléter si nécessaire les propositions, en particulier à la lumière des pratiques françaises (ou européennes).

Fait à Montréal, le 12 janvier 1999, Christian DUBANTON.

## 1. Approche globale

Un réseau, investissement très lourd, résulte de l'accumulation de constructions faites pendant des dizaines d'années avec des critères et des technologies ou connaissances techniques très inégales. Il n'est pas homogène et comporte des faiblesses intrinsèques. Il ne peut être dimensionné pour résister à toutes les agressions externes, quelles qu'elles soient. Un événement hors-dimensionnement provoque obligatoirement des destructions. Cela est vrai pour toute construction humaine ou naturelle. Il n'existe alors que trois attitudes : gérer l'événement, la crise, en limitant le plus possible les effets, puis tirer les leçons et séparer les problèmes (diversifier les sources, éviter les modes communs de défaillance, etc.) pendant la reconstruction, et enfin préparer le futur en prenant les options lourdes qui rendront les équipements moins sensibles à long terme (restructuration, renforcement mécanique, variété des sources ou des techniques, etc.), quel que soit le type de catastrophe.

## 2. Analyse générale

La synthèse est complète et bien centrée sur les fonctions du réseau électrique et sa structure avant et pendant la tempête de verglas de janvier 1998. Les aspects relatifs à la sécurité qu'apporte un réseau aux différentes étapes de sa construction et de son exploitation, du long terme à la gestion en temps réel d'un incident majeur doivent être analysés.

Le caractère didactique permet une bonne compréhension des difficultés de planification, de conception et de conduite des réseaux en situation normale ou exceptionnelle.

Néanmoins, les affirmations d'experts, aussi compétents soient-ils, peuvent laisser l'impression d'être «obligé de croire» les solutions proposées quand elles ne sont pas toutes totalement argumentées et ne sont pas toutes comparées à des stratégies alternatives. Cela n'enlève rien à l'exactitude et à la qualité des solutions proposées qui sont effectivement celles qu'une grande partie de la communauté scientifique du domaine juge comme les meilleures. Cela peut seulement amoindrir la force de conviction et la pertinence des avis émis.

L'appui sur les faits et données donne une garantie d'indépendance réelle de jugement par rapport aux positions des différents acteurs du réseau. En effet, l'état observé du réseau – structure, conception et pratiques – est relié au comportement de celui-ci pendant la tempête – état des lignes et postes disponibles –, aux opérations réelles de conduite pendant la crise – organisation des plans d'urgence – et à des solutions possibles pour éviter de se retrouver dans la même situation. Les recommandations font totalement abstraction des intérêts potentiels pouvant être émis par les acteurs économiques, qu'il s'agisse de constructions d'ouvrage ou de moyens matériels.

En effet, chaque renforcement de structure est justifié par son rôle réel dans le réseau en cas d'incident généralisé analogue à celui de 1998. On peut éventuellement regretter qu'une approche économique du coût moyen des solutions ne soit pas tentée, à titre indicatif au moins.

On constate plusieurs orientations du réseau québécois qu'on peut commenter pour comprendre ses spécificités, et donc son comportement sur grand incident.

## 2.1 Le maillage

Il apparaît assez clairement que les réseaux et particulièrement celui du grand transport se sont développés de façon « opportuniste » pour la seule fonction d'évacuation de l'électricité depuis des sites de production éloignés vers les centres de consommation et donc que la fonction d'interconnexion a été longtemps minimisée. Ceci, extrêmement compréhensible dans l'aménagement de la région, a comme conséquence naturelle une grande sensibilité aux grands incidents (d'ailleurs démontrés par ceux cités de 1969 à 1989). Cela se constate en regardant les longs corridors de lignes, peu interconnectées et une boucle plus récente autour de Montréal, appuyée sur pratiquement deux points principaux d'injection.

Une telle structure est par construction sensible aux pertes des grandes axes ou à l'ouverture de la boucle. Il y a peu de voies de maillage permettant de contourner les zones critiques éventuellement sensibles à des événements climatiques, ou de « déviations » pour les couloirs d'énergie.

Même si les différents programmes engagés depuis 1984 (PAQS, PAM, AFRT, etc.) ont sensiblement amélioré le réseau, celui-ci est resté foncièrement vulnérable aux grands incidents et non structuré par assurer la sécurité totale d'alimentation.

Son maillage reste insuffisant intrinsèquement, qu'il s'agisse du réseau de grand transport ou, ce qui peut être plus facilement corrigé, du réseau de répartition. En effet, il est possible en renforçant le réseau 315 kV (au détriment du 120kV s'il le faut) de rendre plus robuste dans chaque région le réseau de répartition. Il peut sous-tendre (supporter) le réseau 735kV (transiter à sa place une part de l'énergie).

C'est probablement dans ce but que les critères et normes appliquées depuis 1990 sont plus rigoureux (donc plus coûteux) pour les réseaux de répartition. Il est beaucoup plus difficile de mailler le réseau de grand transport du fait même des distances entre centres de production et de consommation.

## 2.2. L'interconnexion avec les voisins

On ressent deux tendances assez fortes – justes ou non – sur les interconnexions, tendances qui se superposent. L'une est l'interconnexion au sens de la mutualisation des secours, de l'entraide entre régions et de la diversification des sources d'alimentation; c'est en quelque sorte une tendance « sécuritaire ». La seconde est plus économique et permet, par l'exploitation d'énergie, de tirer les revenus permettant d'offrir un service énergétique de faible coût aux citoyens du Québec. Ces deux tendances semblent exister très clairement dans le choix des axes de transfert d'énergie. La partie « exportation » peut profiter à la partie « sécurité » en permettant de trouver sur ces axes des points d'appuis du réseau assurant la sécurité d'alimentation de la province.

Ce couplage intelligent des deux fonctions s'est traduit pendant la tempête par une séparation de ces deux fonctions : continuer l'exportation quand on ne disposait pas de moyens pour en dériver l'énergie vers les zones sinistrées, et assurer la sécurité en utilisant les interconnexions pour réinjecter l'énergie quand c'était possible. On doit d'ailleurs noter que pendant l'incident de janvier 98, jamais l'énergie n'a pas manqué. Ce sont les moyens de conduire l'énergie là où était le besoin qui ont été défaillants.

Un renforcement des interconnexions et de leur usage pour assurer la sécurité au moins est naturellement une bonne solution pour la sécurité d'alimentation.

### 2.3 Les critères de planification

Une analyse comparative très détaillée des critères de conception est toujours délicate car elle fait intervenir une grande part de l'expérience propre à chaque pays. L'historique du réseau, la configuration géographique, les densités d'énergie consommées et les localisations de sites potentiels de production sont primordiaux. La nature des risques climatiques et, en particulier, leur fréquence, les conditions physiques d'accès pour remise en état sont des facteurs dimensionnants. Il faut donc se garder d'une simple comparaison des énoncés «brutaux» de critères sous forme de règles absolues. Des affirmations de prise en compte de critères tels que «N-1» ou «N-2» (sinon «N-K»), «défaut barres», critères techniques permettant de simuler le comportement du réseau en cas d'incident, sont toujours à comparer avec beaucoup de prudence, d'autant plus que les dimensionnements mécaniques des ouvrages peuvent changer le niveau des risques d'incidents de chaque composant.

C'est pourquoi il est souvent préférable de relier les niveaux de risques acceptés à l'expérience propre dans chaque pays. En particulier, on peut juger *a posteriori* des critères de planification en fonction du nombre de grands incidents observés les 20 dernières années.

Dans cet ordre d'idées, les mesures prises en compte par Hydro-Québec à la suite des incidents passés (cités dans le rapport) et les renforcements de critères indiqués sont tout à fait le témoignage d'une bonne prise en compte du retour d'expérience.

Globalement et avec les données connues provenant des diverses publications et documents fournis par HQ, le niveau du risque et le type de critères retenus apparaissent aujourd'hui comme tout à fait satisfaisants et au même niveau que ceux de l'ensemble des pays développés européens.

En règle générale, un critère dit «N-1» avec étude prévisionnelle de consommation à moyen-long terme et des ouvrages à assez faible probabilité de défaillance constructive, comme cela paraît être le cas, est la base de la planification des réseaux. Cela donne très grossièrement un incident tous les dix ans.

Superposés à ces critères, des critères complémentaires permettent d'affiner la planification en étudiant des éléments particuliers: défaut barres dans les postes, pertes de lignes doubles ou de circuits dans des corridors communs ou non. On divise par plus de deux la probabilité d'incidents.

Dans tous les pays, on accepte un incident important tous les 20 à 50 ans, toutes causes confondues, même si cela n'est pas explicite ou public. Il ne serait pas économiquement raisonnable d'aller beaucoup plus loin.

Cependant, certains points sensibles (grandes agglomérations ou centres prioritaires) peuvent socialement mériter des précautions supplémentaires. Pour cela, on augmente souvent localement la sévérité des critères, par exemple en limitant le niveau de pertes à un seuil fixé pour ces points sensibles en cas de grands incidents. Le tableau en annexe 2 donne pour la France une liste de critères de conception. Hydro-Québec, d'après les documents fournis, semble pratiquer de manière analogue. Cependant les critères ne peuvent pas, pour les raisons déjà évoquées, être rigoureusement les mêmes.

Il n'est pas certain aujourd'hui que le réseau d'alimentation de Montréal satisfasse réellement ces nouveaux critères. L'appui essentiel sur Hertel, secondaire sur Duvernay et trop faible sur l'ouest (vers Beauharnois) semble insuffisant. Intuitivement, le renforcement d'une partie du réseau 120kV en le passant en 315 kV, et en terminant les bouclages serait une garantie forte pour la sécurité d'alimentation de la ville.

#### **2.4. Les conditions d'exploitation du réseau**

Les Centres de Conduite semblent avoir procédé à toutes les manœuvres correctes possibles pendant l'incident. Les marges de production préexistantes (environ 10%) et les possibilités de reports de charge semblent tout à fait normales pour la situation rencontrée. À titre d'exemple, le graphique en annexe 3 donne les conditions d'exploitation française (proches et compatibles avec celles de l'UCPTE, organisme de coordination européen). Sur ce plan, aucune critique ne semble pouvoir être fondée sur les documents disponibles. On peut noter sur quelques détails d'exploitation l'évitement de certains pièges (non-renvoi de tension sur des antennes à la limite de la stabilité,...), ce qui confirme un bon professionnalisme des opérateurs.

#### **2.5. Les plans d'urgence**

L'existence de plusieurs documents présente toujours un risque de confusion. Cependant, il faut signaler, d'une part, que ce plan existe (mai 1997), ce qui prouve une vraie capacité professionnelle d'anticipation et, d'autre part, que le dispositif a fonctionné, ce qui est démontré par le rapport entre les temps de reprise de service au nombre de liaisons détruites.

Il faut en effet savoir que les interventions demandent des temps minimaux pour la réhabilitation des équipements qui varient selon les ouvrages de journée (changement d'une chaîne d'isolateur) à plusieurs jours (réparations de consoles de pylône et accrochage de conducteurs) et même une à trois semaines pour approvisionner, livrer, monter un ou plusieurs pylônes.

De tels délais impliquent des temps de réalimentation de plusieurs semaines. On doit donc être tout à fait conscient de la performance technique exceptionnelle réalisée par le personnel et les entreprises ou autorités associées au travail de reconstruction du réseau.

### **3. Analyse des propositions et recommandations**

Les recommandations à faire sont d'ordre de priorité ou d'efficacité très différents. Elles sont toujours dans une logique d'amélioration à long terme avec minimisation de ces coûts induits par le renforcement de la robustesse de l'alimentation.

Il apparaît que trois grandes classes de mesures peuvent être mentionnées :

- les mesures structurelles, essentiellement les renforcements de réseau ;
- les mesures constructives, renforcements ou adaptations, protections ;
- les mesures d'exploitations, actions à réaliser quand les événements se produisent.

### **3.1. Mesures structurelles**

Sur ce plan, l'ensemble des propositions de l'Hydro Québec sont justifiées et indispensables. Elles sont à même de répondre au renforcement de sécurité d'alimentation indispensable. Il n'en reste pas moins que, sans juger de la faisabilité, il reste des faiblesses dans le maillage du réseau. En particulier l'alimentation de la ville de Montréal, appuyée essentiellement sur Hertel paraît insuffisamment garantie, même si le complément par le nord améliore sensiblement la robustesse. Il paraît – sous réserve d'un approfondissement de l'étude – qu'un complément par l'est (issu de Beauharnois, vers les Aqueducs, Saraguay, Guy...) serait une diversification très intéressante.

De même, la solution de «basculer» l'alimentation de l'Outaouais à partir d'Ontario Hydro paraît une utilisation très judicieuse de l'interconnexion, en secours. Elle permet le renforcement de l'alimentation depuis Grand Brûlé en régime normal ou moyennement perturbé.

Enfin, la Montérégie nécessite bien un axe d'irrigation robuste, permettant une double alimentation depuis Boucherville-Hertel ou depuis Des Cantons, avec diversification potentielle des sources de secours.

En conclusion sur ce plan, les solutions proposées sont pertinentes. Elles pourraient même avantageusement être renforcées pour améliorer la sécurité d'alimentation de Montréal et de sa région.

On pourrait penser économiser du réseau en développant de la production locale de petite taille, éventuellement sous forme de cogénération. Cela permet une certaine autonomie mais à un prix très important. Le dimensionnement pour l'autonomie doit se faire pour la pointe de consommation, ce qui a pour effet de ne pas utiliser le foisonnement des utilisations. S'il est plus faible, il s'agit d'un moyen de secours qui n'économise pas beaucoup de réseau. Par ailleurs, les investissements en réseau pour le secours devraient être supportés par tous les utilisateurs (souscription à la puissance disponible plutôt qu'à l'énergie). Les coûts sont loin de permettre une généralisation de ces moyens.

### **3.2. Mesures constructives**

Ces mesures font certainement l'objet des études d'une autre groupe de travail. Je n'évoquerai donc pas longuement les mesures d'amélioration de construction des lignes, dont je considère qu'elles sont prises en compte (dimensionnement des lignes pour supporter des charges de glace et givre, décharge dissymétrique de givre, pylônes d'arrêts anticascades, etc.).

Par contre, pour la relation entre structure-exploitation et matériel, il faut évoquer la politique de hiérarchisation des tenues des ouvrages en cas d'incidents. Il n'est pas toujours possible pour des raisons techniques ou économiques de renforcer la tenue des ouvrages individuels aux catastrophes. Par contre, la structure doit permettre de compter sur les sensibilités différentes des ouvrages pour ne pas tout «perdre» à la fois et donc assurer une sorte de service minimum.

Pour cela, les critères de planification doivent prendre en compte des axes renforcés ou mieux protégés. Une liaison au moins doit résister plus que les autres. Cela est particulièrement vrai pour les réseaux de transport, de répartition et de distribution avec des solutions différentes. Ceci permet de limiter le rythme des investissements au niveau indispensable.

Pour le transport, il faut limiter le nombre de liaisons sur un même espace sensible, d'où le choix de maillage, de limite d'utilisation de corridors ou de «détours constructifs». Il est en effet peu réaliste économiquement de renforcer mécaniquement les ouvrages au-delà d'une certaine limite, proche des nouveaux critères de dimensionnement. Pour la répartition, il faut combiner les couloirs et les points d'appuis et une diversification du maillage, l'alternative d'alimentation restant la meilleure garantie (production et acheminement).

Pour la distribution, le nombre des ouvrages et leur dimension physique les rendent très sensibles aux risques d'environnement. Il est très difficile de les protéger au-delà des niveaux actuels normalisés. Par contre, il existe une solution alternative, souvent plus chère, mais permettant d'améliorer la résistance à des événements extérieurs : c'est l'enfouissement.

Les lignes aériennes sont sensibles au poids (glace, givre, neige), à la température (échauffements, allongements), aux tempêtes (vent surtout) et à la végétation environnante (arbres). Les lignes souterraines sont presque insensibles à ces événements mais sont par contre sensibles à d'autres facteurs (inondation, sécheresse du sol, mouvements du sol, travaux, etc.). Ces événements sont rarement concomitants. Il est donc très intéressant de combiner réseau souterrain et réseau aérien. Compte tenu du fait de la baisse des coûts du souterrain, on peut envisager aujourd'hui des réseaux mixtes beaucoup plus résistants aux intempéries.

Les artères principales peuvent être ainsi conçues avec des niveaux de garantie supérieure. Il est certain que cela ne peut résulter que d'une politique de renforcement à très long terme de 20 à 30 ans, pour couvrir une grande partie des réseaux.

### **3.3. Mesures d'exploitation**

Elles se résument à trois principales : la gestion de crise, la certitude de connaître et maîtriser l'état du réseau et les dispositions spécifiques anti-glace.

Pour la gestion de crise, ce qui est mis en place a démontré son efficacité ; il s'agit simplement que les acteurs en fassent le retour d'expérience, et donc améliorent le dispositif. Il me paraît dangereux que celui-ci soit compliqué ou chamboulé.

Pour la maintenance du réseau, rien n'indique qu'il y ait eu défaillances du matériel consécutives à un manquement d'entretien. Je n'ai donc pas d'élément pour suggérer des améliorations. Néanmoins, on ne doit pas oublier que les contraintes étaient au-delà de ce que pouvaient supporter les équipements, entretenus ou non.

Pour les dispositions spécifiques anti-glace, il me paraît toujours possible de les envisager sur certaines portions sensibles où il n'existerait pas de renforcement de structures.

Par contre, leur efficacité à grande échelle compte tenu des impédances de circuits et des énergies nécessaires n'est pas complètement démontrée. Les expériences acquises au Manitoba méritent sans doute d'être adaptées. L'expérience en Europe est réduite. Des essais ou publications sont connus mais les emplois réels en situation de crise ne sont pas cités. Les conducteurs sont conçus pour ne pas chauffer beaucoup à pleine charge et le vent refroidit très vite les conducteurs, ce qui rend assez difficile le recours à des procédés de chauffage. Il est aussi possible de provoquer des mouvements des conducteurs avec des impulsions. C'est aussi assez délicat et peu généralisable compte tenu des énergies mécaniques et des dimensions des lignes électriques.



Par ailleurs, elles ne résolvent pas la question de résistances à d'autres types d'intempéries (vent, en particulier) alors que les deux solutions de base, renforcement mécanique et renforcement de la structure, sont efficaces pour un grand nombre d'événements climatiques exceptionnels.

#### 4. Conclusion générale

Cet événement démontre clairement:

1. Une très grande maîtrise par Hydro-Québec et sa division TransÉnergie des conditions de conception et d'exploitation de son réseau
2. La prise en compte intelligente des évolutions technologiques et du retour d'expérience pour établir un réseau de plus en plus robuste
3. La prise en compte des spécificités du Québec dans la conception du réseau qui le rend naturellement sensible aux grands événements climatiques par la part importante que joue le transport entre les centres distants de Production et de Consommation
4. Une organisation efficace pour gérer les crises exceptionnelles avec une insertion dans le tissu social parfaitement acceptée et permettant la mobilisation des forces nécessaires pour sortir d'une situation catastrophique
5. Une vision créative pour proposer des améliorations efficaces : le renforcement du réseau
6. Peut-être une réticence à affirmer fortement trois orientations possibles pour l'avenir :
  - un renforcement de réseau par l'ouest de Montréal;
  - une possibilité accrue d'enfouissement de portions de réseau de distribution;
  - une possibilité d'étudier un service de production locale (ou de cogénération de petite taille) si les conditions économiques le permettent (ce qui n'élimine pas le recours aux solutions mentionnées ci-dessus).

**traduction en français du texte de Leslie G. JAEGER, ing.**

HALIFAX, LE 29 JANVIER 1999

# **Observations sur le rapport présenté par le Groupe Structures**

en date du 18 décembre 1998

Curriculum  
vitæ

- Né le 28 janvier 1926, à Southport, Angleterre, naturalisé citoyen canadien.
- **Poste actuel:** Professeur émérite en génie civil et mathématiques appliquées, Technical University of Nova Scotia, Halifax, N-É.
- **Membre** de la Société canadienne des ingénieurs civils, président du Comité canadien de l'Union internationale de mécanique théorique et appliquée, membre du Comité national canadien sur le génie relié aux séismes, membre de l'Association canadienne de normalisation (CSA), fellow de l'Institut d'ingénierie du Canada.
- **Formation:** élémentaire et secondaire: en Angleterre  
universitaire: B.A en sciences mécaniques,  
Cambridge University, (1946)  
M.A. en sciences mécaniques  
à Cambridge University, (1950)  
Ph.D., en génie des structures,  
Université de Londres, (1955)  
D.Sc., en génie des structures,  
Université de Londres (1986)  
Doctorat *honoris causa* Technical  
University of Nova Scotia (1995)
- **Domaines d'expertise:** conception de ponts et de structures auto-portantes, résistance des structures aux effets sismiques et éoliens, conception des critères de résistance des édifices en cas de tremblement de terre.
- **Emplois:** Vice-président de Vaughan International Consultants Ltd  
Analyste de la résistance aux tremblements de terre des centrales nucléaires  
Commission hydro-électrique du Nouveau-Brunswick  
Directeur du conseil de productivité et recherche du Nouveau-Brunswick.
- **Comités scientifiques:** président du Comité consultatif canadien sur les contrôles en arpentage et en cartographie, membre du Comité de génie du Canada.
- **Comités académiques:** membre du Conseil des études graduées de l'Ontario, membre de la Régie canadienne de certification pour la réaccréditation des critères de diplomation en génie de l'Université Queen's, de l'Université Laval et de l'Université de Sherbrooke.
- **Publications:** neuf livres spécialisés en génie civil, plus de 160 articles dans des revues scientifiques et plusieurs rapports techniques.
- **Consultation:** auprès de divers pays en voie de développement dans le domaine de la construction des ponts et des chaussées surélevées.

## TABLE DES MATIÈRES

### OBSERVATIONS SUR LE RAPPORT PRÉSENTÉ PAR LE GROUPE STRUCTURES

<b>Avant-propos</b>	<b>492</b>
<b>Historique des codes et normes de conception en usage à Hydro-Québec</b>	<b>492</b>
Éléments probabilistes – période de récurrence de la tempête de verglas de janvier 1998	492
Éléments probabilistes – caractère adéquat de la base de données	493
Dommages structuraux causés aux lignes par la tempête de verglas de janvier 1998	494
a) Combinaisons des charges dues à la glace et au vent	494
b) Vulnérabilité aux charges asymétriques des pylônes à treillis	495
c) Chute en cascade	496
Révisions souhaitables aux normes de calcul	496
<b>Conclusions</b>	<b>497</b>

## Avant-propos

En raison des contraintes de temps et de la langue maternelle de l'auteur, les présentes observations ont été rédigées à l'origine en anglais. Elles ont, par la suite, été traduites en français.

Dans les présentes observations, l'expression «Rapport du Groupe» renvoie au document de travail publié par le Groupe Structures le 18 décembre 1998. On y fait également mention du rapport publié en novembre 1998 par la Division TransÉnergie d'Hydro-Québec. On parle alors du «Rapport de TransÉnergie».

## Historique des codes et normes de conception en usage à Hydro-Québec

Le Rapport du Groupe et le Rapport de TransÉnergie relatent l'évolution des codes et normes de conception utilisés par Hydro-Québec (HQ) au fil des ans. Ils exposent notamment les circonstances dans lesquelles ont été élaborées et modifiées par la suite les normes CAN-CSA C22.3, SN-46.1 et SN-40.1, et la façon dont le concept fondamental des normes a évolué vers la notion d'états-limites, ainsi que l'utilisation de concepts probabilistes, plus particulièrement celui de «période de récurrence» d'un événement.

Dans le Rapport de TransÉnergie, on peut lire que la norme SN-40.1 d'HQ est plus stricte que la norme CAN-CSA 22.3 (aussi bien dans les versions en vigueur que dans les projets de modifications), de même que les normes utilisées par Ontario Hydro et dans le nord-est des États-Unis. Cette affirmation est corroborée par des données présentées sous forme de tableaux. Dans une certaine mesure, le Rapport du Groupe reconnaît ce fait, tout en soulignant que, pour certains cas de charge importants, cette affirmation n'est plus valable. Dans les présentes observations, nous reviendrons ultérieurement sur ce point essentiel.

En général, on peut déduire que les deux rapports reconnaissent en substance que la norme SN-40.1 est stricte pour les cas de charge qu'elle aborde. De manière explicite ou implicite, ils reconnaissent également que toute révision ultérieure de cette norme devrait tenir compte des combinaisons de charges extrêmement importantes qui ont résulté de la tempête de verglas de janvier 1998 ou les aborder de manière plus explicite. Le Rapport de TransÉnergie mentionne que cette norme est actuellement en cours de révision dans l'intention de la modifier, mais on n'y trouve aucun détail à ce sujet.

### **Éléments probabilistes – période de récurrence de la tempête de verglas de janvier 1998**

Par définition, la «période de récurrence» d'un événement est la réciproque de la probabilité de son occurrence au cours d'une même année; ainsi, par exemple, si la probabilité de subir une accumulation de pluie verglaçante d'une épaisseur donnée au cours d'une année est (disons) de  $p = 0,01$ , la période de récurrence de cet événement est alors de 100 ans. Pour les structures des supports les plus anciennes du réseau d'HQ, les événements climatiques de référence pour le calcul de la période de récurrence est souvent de 25 ans, alors que celle-ci peut être de 50 ans dans le cas des conceptions plus récentes.

Un aspect de l'utilisation des périodes de récurrence dans les codes et normes de conception requiert une attention particulière: la possibilité d'un changement progressif du facteur temps des paramètres de distribution servant à calculer la période de récurrence. Ainsi, si l'on suppose que la distribution des probabilités de subir une pluie verglaçante d'une épaisseur donnée au cours d'une année est log-normale (loi de Galton), on peut alors obtenir l'écart moyen et l'écart-type, à l'aide de méthodes bien établies sur la base de données

accumulées dans le passé, en faisant la simple supposition que la distribution des probabilités n'a pas changé au cours de la période de collecte des données. Si, toutefois, la distribution des probabilités elle-même a changé, en raison d'une influence à long terme quelconque (par exemple le réchauffement de la planète), il se peut, dès lors, que l'écart moyen et l'écart-type, calculés en supposant que la distribution demeure stable, soient inexacts. La modification en raison du facteur temps des paramètres peut entraîner un rehaussement de la limite supérieure de glace dans la distribution, avec une diminution correspondante des périodes estimées de récurrence des événements rares.

L'évaluation de la période de récurrence de la tempête de verglas de janvier 1998 relève de la responsabilité du Groupe Climatologie de la Commission et il ne fait aucun doute que les conclusions auxquelles ce comité arrivera seront soigneusement prises en compte par les personnes chargées de modifier les normes de conception.

Le Rapport de TransÉnergie contient un commentaire qui a des incidences sur le sujet que nous venons d'aborder. On peut y lire que, selon Environnement Canada, la période de récurrence d'une accumulation de 70 mm de glace sur un conducteur de 25 mm de diamètre dans la région de Saint-Hubert est supérieure à 1 000 ans, même si l'on inclut, dans les données utilisées pour calculer les paramètres de distribution des probabilités, les statistiques relatives à la tempête de verglas de 1998 et, si l'on se fondait sur les données disponibles en décembre 1997, la période de récurrence serait alors beaucoup plus longue que 1 000 ans. Le Rapport de TransÉnergie ne signale pas sur quels éléments Environnement Canada a fondé ses évaluations, c.-à-d. qu'il ne précise pas si l'on a considéré que les paramètres de l'analyse des valeurs extrêmes étaient sensibles ou non au facteur temps.

En se basant sur cette affirmation du Rapport de TransÉnergie, on peut déduire que la tempête de verglas de janvier 1998 constituait un événement rare. En effet, même en tenant compte de l'étalement de la distribution pour ces derniers, la période de récurrence n'en serait, en toute probabilité, pas moins de quelques centaines d'années.

#### **Éléments probabilistes – caractère adéquat de la base de données**

Le recours à des méthodes fondées sur les probabilités présuppose l'utilisation d'une base de données alimentée à partir des événements passés et permettant d'inférer, avec suffisamment de certitude, les paramètres statistiques de distribution des probabilités. Cela est particulièrement vrai lorsqu'on a recours à l'analyse des valeurs extrêmes pour évaluer la probabilité d'occurrence d'événements très rares, plus particulièrement lorsque les paramètres statistiques eux-mêmes sont susceptibles d'être sensibles au facteur temps.

Si les données sont insuffisantes, le degré d'incertitude quant aux valeurs estimées des paramètres statistiques peut être tel que l'approche fondée sur les probabilités peut en elle-même devenir extrêmement aléatoire comme référence de conception; il devient dès lors préférable de se servir de cas de charges crédibles selon les jugements des experts techniques plutôt que de se fier à une quelconque probabilité d'occurrence.

L'auteur des présentes observations est bien conscient des divergences d'opinions quant à la suffisance des données, aussi bien qualitatives que quantitatives, recueillies sur les tempêtes de verglas survenues au Québec dans le passé. On ne s'entend pas sur le fait qu'elles permettent d'évaluer convenablement la probabilité de futures tempêtes de verglas d'intensités diverses. N'ayant pu consulter les données pertinentes, il se trouve dans l'impossibilité de donner un avis informé sur ce point et, par conséquent, de faire, dans le reste des présentes observations, des suggestions pertinentes pour les deux scénarios.

## Dommages structuraux causés aux lignes par la tempête de verglas de janvier 1998

On trouve dans le chapitre 2 du Rapport du Groupe un compte rendu précis des dommages causés par la tempête. Par ailleurs, l'analyse générale, qui figure dans un autre chapitre de ce rapport, contient des réflexions très pertinentes sur plusieurs aspects importants, notamment les suivants :

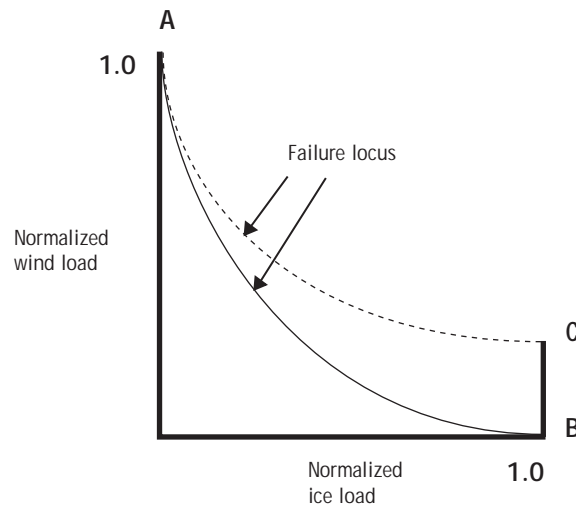
### a) Combinaison des charges dues à la glace et au vent

Il existe des preuves tangibles que la combinaison des charges dues à la glace et au vent est bien plus susceptible de causer des dommages que ces deux facteurs pris isolément et qu'un lieu géométrique de défaillance interactif présenterait une forme très concave, comme l'illustre la figure 1 à la page suivante (voir la courbe en trait plein).

Fort heureusement, le Rapport de TransÉnergie renferme un traitement analytique de cet effet et établit très clairement qu'en partant de conditions de « glace limite uniforme sans vent », l'ajout d'un pourcentage minime, disons 20 %, de la pleine charge due au vent s'accompagne d'une réduction de l'ordre de 35 à 40 % de la charge due à la glace que les structures peuvent soutenir. C'est ce modèle de comportement qui rend essentielle pour les normes de conception l'inclusion des combinaisons de charges auxquelles la structure est particulièrement vulnérable.

Figure 1

Défaillance due aux charges de vent et de glace



En plus du comportement décrit ci-dessus, l'auteur est d'avis que, si le cas de « charge limite de vent sans glace » est tout à fait pertinent, on ne peut en dire autant du cas de la « glace limite uniforme sans vent ». Étant donné que les conditions de « glace limite uniforme » risquent de se maintenir pendant plusieurs jours, il convient de tenir compte, en plus de la charge due à la glace, d'une charge due au vent fort susceptible de se présenter au cours d'une période aussi longue.

D'un point de vue probabiliste, il importe d'éviter d'accumuler des événements très peu probables. Il faut donc tenir compte d'une intensité de vent probable et non anormal. On retrouve, dans la figure 1 au point marqué par un «C» la combinaison d'une charge de glace extraordinaire et d'un vent ordinaire. Le lieu géométrique représenté par la courbe en pointillé «AC» semble plus approprié que celui représenté par la courbe «AB».

#### b) Vulnérabilité aux charges asymétriques des pylônes à treillis

Il existe des pylônes qui, de par leur nature même, se comportent très bien lorsqu'ils sont soumis à des charges symétriques par rapport à un axe central de la symétrie du support lui-même, mais très mal lorsqu'ils sont soumis à une charge asymétrique. La figure 2 illustre un exemple d'arc mince à rotule soumis à une charge symétrique (a) et à une charge asymétrique (b).

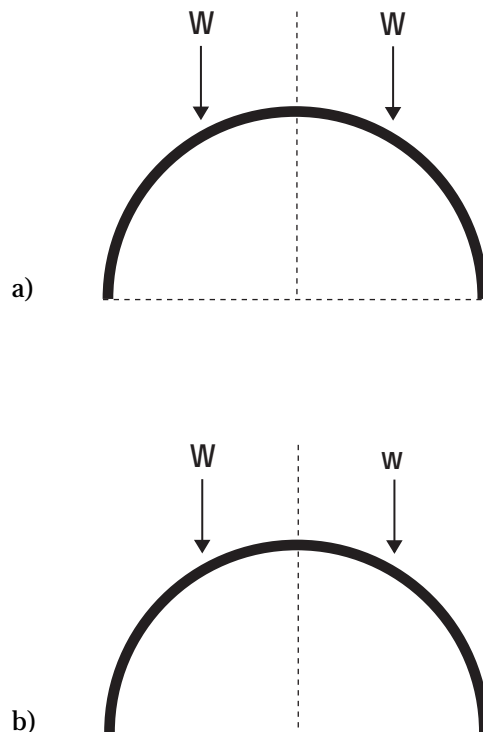


Figure 2

#### Arc mince soumis à des charges symétriques et asymétriques

Dans ce cas très simple, dans les conditions (a), la ligne de poussée coïncide presque avec la ligne de l'arc en chacun de ses points, si bien que les moments de flexion demeurent peu importants. Par contre, dans les conditions (b), en présence d'une forte charge  $W$  et d'une charge plus faible  $w$ , cela n'est plus vrai; les moments de flexion sont nettement plus importants, ce qui fait que la rupture se produit relativement tôt. Manifestement, plus le niveau de charge globale  $(W + w)$  est élevé, moindre est l'asymétrie fractionnelle  $(W - w) / (W + w)$  nécessaire pour provoquer la rupture.



Une fois encore, fort heureusement, le Rapport de TransÉnergie donne, dans l'analyse des défaillances des pylônes en treillis d'acier, les résultats de ce genre de comportement, si bien qu'on peut considérer ces pylônes comme «vulnérables à l'asymétrie». Dans le cas d'un pylône, l'asymétrie de la charge peut être attribuable au vent (aussi bien selon une orientation transversale à l'alignement des pylônes que selon une orientation parallèle), à l'écart entre l'accumulation de glace des deux côtés du pylône, et à la rupture d'un ou de plusieurs câbles de garde ou conducteurs sur le côté du pylône. La proposition contenue dans le Rapport du Groupe, qui consiste à tenir compte d'une charge  $W$  d'un côté du pylône et d'une charge  $(1 - \beta) W$  de l'autre,  $\beta$  n'étant plus nul, est excellente.

Il ne faut pas se surprendre que les pylônes en treillis d'acier soient aussi vulnérables. Leurs configurations se rapprochent d'un système statiquement déterminée (isostatique), ce qui revient à dire que leur redondance structurale est faible. De plus, leurs membranes en compression sont souvent de simples cornières dont les rapports d'élançement sont de l'ordre de 100 à 250. On les traite alors comme des structures à double effet (poussée et traction) dont les éléments sont simplement en position de tension ou de compression et dont l'effondrement s'accompagne généralement d'une dissipation d'énergie relativement faible.

### **c) Chute en cascade**

Le Rapport du Groupe donne une description et une évaluation précises de la chute progressive. Étant donné la vulnérabilité des pylônes décrite ci-dessus, il n'est guère difficile de visualiser le type de chute en cascade, ou par effet de dominos, d'un alignement de pylônes. On peut prendre pour scénario type celui d'un câble de garde aérien qui cède et du déséquilibre dans la force longitudinale qui en résulte, conjugué à un chargement du pylône asymétrique pour quelque raison que ce soit. Cette situation serait suffisante pour provoquer la chute du pylône soumis à une charge importante, ce qui entraînerait une chute en cascade. Afin de réduire les risques de chute en cascade, le Groupe Structures a fait un certain nombre de recommandations, notamment celle d'inclure des pylônes «anti-chute en cascade» à certains intervalles le long de la ligne, ainsi que d'avoir recours à des éléments «fusibles». Il s'agit de recommandations judicieuses, tout comme l'est celle d'établir une «hiérarchie des défaillances» qui ne donne pas le premier rôle aux pylônes.

### **Révisions souhaitables aux normes de calcul**

Toutes les recommandations faites par le Groupe Structures en matière d'améliorations des normes de calcul méritent un examen attentif. L'auteur des présentes observations considère les étapes énumérées ci-dessous comme hautement souhaitables:

- a. entreprendre une étude de la base de données disponibles sur les cas antérieurs de tempêtes de verglas au Québec afin de déterminer si les cas de charges probabilistes sont couverts dans les normes de calcul de façon adéquate;
- b. si l'on considère que la base de données d'événements antérieurs est adéquate pour avoir recours aux méthodes probabilistes, choisir des tronçons stratégiques du réseau d'Hydro-Québec et calculer les charges en fonction d'une période de récurrence de 100 ans, cette période étant normalisée à 50 ans pour le reste du réseau;

- c. si, par contre, on considère que la base de données d'événements antérieurs est inadéquate pour avoir recours aux méthodes probabilistes, fonder les charges de calcul sur le jugement réaliste des experts techniques. Dans ce dernier cas une épaisseur radiale de glace de 40 à 45 mm, par exemple, pourrait être jugée adéquate;
- d. considérer que l'épaisseur maximale de glace radiale calculée en b) ou en c) s'accompagne toujours d'une charge due au vent correspondant à un vent modéré de l'ordre de 30 à 40 km/h;
- e. réviser à la hausse les coefficients de traînée, particulièrement dans le cas des câbles de garde aériens;
- f. inclure dans les cas de charges de calcul, des cas ayant fait l'objet d'un choix méticuleux et comportant une asymétrie de charges sur un pylône (un degré d'asymétrie de l'ordre de 20% pourrait se révéler adéquat);
- g. afin de renforcer la solidité du réseau actuel et de réduire le risque d'importantes chutes en cascade, concevoir des pylônes anti-chute en cascade en tenant compte des conditions des points b), c), d), e) et f) ci-dessus et les insérer de façon systématique dans les alignements, par exemple à tous les dix pylônes;
- h. demander à l'Association canadienne de normalisation de se pencher sur le Rapport du Groupe avant de publier une nouvelle édition de la norme CAN-CSA C22.3;
- i. demander à Hydro-Québec, en plus de réviser sa propre norme de calcul, de jouer le rôle de chef de file dans l'élaboration, conjointement avec d'autres grandes sociétés d'utilité publique, d'une ou de plusieurs normes de calcul jouissant d'un vaste appui et d'une reconnaissance à l'échelle de l'Amérique du Nord et d'ailleurs dans le monde.

## Conclusions

Dirigé par le professeur Johns, le Groupe Structures a publié un rapport clair et complet et, en cela, mérite des félicitations. Les recommandations qu'il renferme s'appuient sur une excellente logique et des données solides.

Il faut également reconnaître la valeur du Rapport de TransÉnergie dans son ensemble, en particulier de ses sections analytiques, qui sont complémentaires aux conclusions du Groupe Structures et en accord avec celles-ci.

Nous en sommes désormais arrivés au stade où il est envisageable de faire une évaluation complète des effets de la tempête de verglas de janvier 1998, et il est encourageant de présumer que l'on a atteint un vaste consensus sur ce qui s'est réellement produit à cette période et ce qu'il faudrait faire désormais. Pour ce faire, la valeur du Rapport du Groupe Structures et celle, complémentaire, du Rapport de TransÉnergie, sont inestimables.

Respectueusement présenté,

L. G. Jaeger, Ph.D., D. Sc., FRSE, Ing.

**traduction en français du texte de Hyde M. MERRILL, ing.**

LE 13 JANVIER 1999

# **Observations sur les rapports rédigés à la suite de la tempête de verglas de janvier 1998**

Document à l'intention de la  
Commission scientifique et technique chargée d'analyser  
les événements relatifs à la tempête de verglas

Montréal (Québec)

Curriculum  
vitæ

- Né le 17 juillet 1943, citoyenneté américaine.
- **Poste actuel:** Président-directeur général de Merrill Energy LLC,  
22 Jay Street, Schenectady, NY, 12302.
- **Membre** des sociétés savantes en science et ingénierie «Tau Beta Pi», «Eta Kappa Nu» et «Sigma Xi», fellow de l'Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE).
- **Formation:** primaire, secondaire et collégiale: à Berlin, Washington et Paris;  
universitaire: B.A. en mathématiques, University of Utah,  
Salt Lake City (1967)  
M.Sc. (génie électrique), University of Utah (1965)  
Ph.D. (génie électrique) Massachusetts Institute of  
Technology (MIT), (1972).
- **Domaines d'expertise:** Planification stratégique en énergie électrique, analyse de risques et prise de décision, planification et fonctionnement des réseaux électriques, économie et finances reliées aux sociétés d'utilité publique.
- **Emplois:** American Electric Power Co., ingénieur principal et chef de section (1972-1980),  
Dopazo, Merrill and Sasson, associé (1975-1980),  
Massachusetts Institute of Technology, assistant-professeur invité,  
Power Technologies Inc., ingénieur principal, directeur d'unité et conseiller principal (1980-1998)  
Merrill Energy LLC, président (1998-)
- **Comités techniques:** Membre de divers comités de l'Institute of Electrical and Electronics Engineers, de la conférence de la Power Industry Computer Application (PICA) à titre de président du comité technique, du comité des politiques et de président-directeur général, membre d'un des groupes de travail de la Conférence internationale des grands réseaux électriques (CIGRÉ).
- **Publications:** Près de 65 articles dans des revues techniques et scientifiques ainsi que plusieurs textes de conférences dans le domaine des réseaux électriques.
- **Consultation:** Auprès des entreprises productrices d'électricité, des ministères et agences gouvernementales, des offices de régularisation de l'énergie, des organismes du secteur de la recherche et du développement (e.g. EPRI) les bailleurs de fonds internationaux (la Banque mondiale), les universités et les producteurs privés d'électricité dans plus de 35 pays.

## TABLE DES MATIÈRES

### OBSERVATIONS SUR LES RAPPORTS RÉDIGÉS À LA SUITE DE LA TEMPÊTE DE VERGLAS DE JANVIER 1998

<b>Section 1</b>	<b>Introduction et conclusions</b>	<b>502</b>
	Historique	502
	Conclusions et recommandations	502
	Rapports examinés	503
<hr/>		
<b>Section 2</b>	<b>Conception du réseau</b>	<b>506</b>
	Réseau existant	506
	Phase 1 – Renforcements	506
	Intégrité de la conception	507
	Lignes stratégiques	507
<hr/>		
<b>Section 3</b>	<b>Gestion des événements et du rétablissement du réseau</b>	<b>508</b>
	Équipes de rétablissement	508
	Durée du rétablissement	508
	Sécurité	509
	Gestion des pannes et du rétablissement du service	509
	Leçons à tirer	510
<hr/>		
<b>Section 4</b>	<b>Plan stratégique de risques</b>	<b>511</b>
	Un argument inexact	511
	Étude stratégique des risques	511
	Analyse du rapport coût-fiabilité	513
	Couverture des risques	515
<hr/>		
<b>Section 5</b>	<b>Recommandations</b>	<b>516</b>

### SECTION 1

#### Historique

Une tempête de verglas d'une gravité sans précédent a frappé le sud-est du Québec du 5 au 9 janvier 1998 causant de lourds dommages incluant la perte des principaux réseaux de transport d'électricité qui alimentent les villes de Montréal. Il aura fallu deux semaines avant de pouvoir rétablir le courant de 90% des clients touchés par les pannes.

Cette tempête a fait l'objet d'études et de recherches de la part d'Hydro-Québec, de sa division responsable du transport (TransÉnergie) et d'autres organismes. En ce qui a trait au transport, les études ont porté essentiellement sur la défaillance de l'équipement, sur une révision de la conception des réseaux de transport pour en augmenter la robustesse et, dans une moindre mesure, sur la gestion d'un tel événement et les procédures de rétablissement du réseau.

La société Merrill Energy LLC a été chargée d'examiner les activités et les conclusions d'une commission mise sur pied par le gouvernement relativement à la planification du réseau et aux problèmes d'exploitation, puis de faire les recommandations qui s'imposent.

#### Conclusions et recommandations

Sur la base des documents examinés, voici nos conclusions :

1. Toutes les lignes THT touchées par un verglas intense ont été endommagées et mises hors service; celles qui n'ont pas été exposées à autant de verglas n'ont pas été endommagées.
2. Les normes de conception du réseau sont conformes aux normes établies par le Northeast Power Coordinating Council, et même plus rigoureuses que ces dernières.
3. Le personnel d'exploitation du réseau a réussi à maintenir l'intégrité du réseau malgré les pannes importantes et la perte de charge.
4. Les efforts de remise en marche ont été efficaces (bien que la documentation fournie à ce sujet soit parcellaire).
5. Un plan de renforcement du réseau de transport en deux phases a été proposé. La phase 1 ne permettra vraisemblablement pas d'éviter ni de réduire les effets d'une autre tempête de verglas. Plusieurs autres solutions sont envisagées, notamment un procédé de fonte de la glace (qui semble être une bonne idée, si c'est faisable) et d'autres modes de renforcement du réseau; mais aucun consensus sur les mesures à prendre ne semble se dégager.
6. Aucune analyse des risques officielle n'a été effectuée.

Les recommandations du présent rapport sont les suivantes :

1. Dans la mesure où les données météorologiques le permettent, il conviendrait de vérifier que toutes les lignes soumises à une surcharge mécanique ont effectivement été endommagées et que toutes les autres sont restées en service. Dans les deux cas, les exceptions doivent faire l'objet de recherches et d'analyses.
2. Les mesures de rétablissement devraient être analysées pour déterminer si elles ont été vraiment efficaces. Toutes les leçons que l'on aura pu tirer de l'événement devraient être consignées et de nouvelles procédures mises en place là où cela sera nécessaire. Certaines lacunes apparentes devraient être corrigées.
3. Une véritable analyse des risques et une évaluation de la conception du réseau devraient être mises en œuvre. Ces révisions doivent proposer différentes options en matière de production, de distribution, de service à la clientèle et de transport. Ces études devraient aussi proposer un modèle d'incertitude, mesurer et couvrir les risques, et répondre à des questions plus générales relatives aux coûts et à la fiabilité notamment.

### **Rapports examinés**

Les présentes conclusions et recommandations reposent sur l'analyse de plusieurs rapports relatifs à la tempête de verglas auxquels il sera fait référence dans le présent rapport à l'aide de numéros.

1. **«Ice Storm Report submitted to The Northeast Power Coordinating Council,» TransÉnergie, Janvier 1998.** Ce document présente un rapport chronologique exhaustif des principales pannes, un résumé des dommages causés et un bref examen des processus de rétablissement. Les principales conclusions sont les suivantes :
  - Les conditions climatiques extrêmement sévères ont causé d'importants dommages au réseau de transport de TransÉnergie dans le sud du Québec.
  - Les ressources externes et internes ont été utilisées de façon efficace pour rétablir le service.
  - Malgré l'ampleur des dégâts, le réseau d'interconnexion est demeuré en bon état.
  - Un système de communication efficace a permis de garder la confiance du public tout au long de l'événement.
2. **«Rapport sur la tempête de verglas de Janvier 1998,» Comité d'experts mandaté par le Conseil d'administration d'Hydro-Québec, Juillet 1998.** Ce rapport émanant d'un groupe de spécialistes confirmés, la plupart extérieurs à Hydro-Québec, conclut que :
  - Des pannes aussi longues et importantes que celles de janvier 1998 sont inacceptables. Toutes les lignes THT de la région étaient hors d'usage durant la tempête de verglas.
  - Les efforts de rétablissement du réseau d'Hydro-Québec ont été efficaces.
  - Hydro-Québec a élaboré six projets qui constituent la première phase du plan de renforcement du réseau THT et qui consistent essentiellement à fermer des boucles et à augmenter les interconnexions dans la région de Montréal.

- Hydro-Québec a élaboré un plan d'action à long terme reposant sur la construction de corridors stratégiques en vue de résister à une tempête de verglas comme celle de janvier 1998. L'objectif de ce plan est de garantir une alimentation d'au moins 50 % de la charge, chaque poste à 735 kV étant alimenté par au moins une ligne stratégique.
  - Les efforts en Recherche et Développement devraient porter sur l'élaboration de procédés de fusion de la glace, la construction de réseaux de distribution souterrains, la prévention de la chute en cascade des pylônes, la conception de pylônes résistant aux chocs mécaniques, et le rôle des câbles de garde.
3. **«The January 98 Ice Storm» – Report on Utility Performance,» New York State Department of Public Service, Juin 1998.** Ce rapport du personnel de la commission de réglementation de New York est extrêmement élogieux à l'égard de la Niagara Mohawk, dont les installations ont subi le plus de dégâts dans l'État de New York, ainsi qu'à l'égard d'autres services publics. Si nous soulignons la différence entre les efforts déployés par Hydro-Québec et ceux déployés par Niagara Mohawk, ce n'est pas parce que cette dernière a été plus compétente en la circonstance, mais simplement parce qu'on peut tirer des leçons de la comparaison. Par exemple, on a constaté que les lignes endommagées de Niagara Mohawk étaient toutes des lignes à 115 kV et moins. Seule la New York Power Authority avait des lignes à plus haute tension et elles ont toutes été endommagées.
  4. **«Guide d'application des critères de planification du réseau de répartition» Hydro-Québec, Août 1996.** Ce rapport présente les normes et critères de planification pour le renforcement des divers types d'installations de transport. L'accent est mis davantage sur les appareillages électriques et leurs effets sur les lignes que sur les problèmes mécaniques comme ceux qui ont entraîné les pannes en janvier 1998.
  5. **«Les critères de conception du réseau de transport principal» TransÉnergie, Janvier 1998.** Ce rapport décrit les critères de conception de l'ensemble du réseau de TransÉnergie. Parmi ceux-ci, les plus importants sont absolument identiques à ceux suggérés par le Northeast Power Coordinating Council, en vigueur en Nouvelle Angleterre, à de rares exceptions près. Par exemple, la Nouvelle Angleterre autorise l'utilisation de systèmes de protection spéciale en cas d'incident normal tandis que TransÉnergie ne les autorise qu'en cas d'incident majeur.
  6. **«Questions adressées à Hydro-Québec... Audience publique du 8 octobre 1998» Commission scientifique et technique chargée d'analyser les événements relatifs à la tempête de verglas.** Ce document pose un certain nombre de questions importantes dans les cinq domaines suivants:
    - Climatologie: les méthodes de mesure d'accumulation de la glace et celles d'évaluation de la récurrence de tels événements sont-elles adéquates?
    - Structure des lignes: pourquoi certains segments de ligne ont-ils été endommagés? Pourquoi les segments intacts sont-ils encore en bon état?
    - Conception du réseau: quelles mesures peut-on prendre pour renforcer la capacité du réseau à résister à une telle tempête à l'avenir?
    - Aspect économique: quelle est la part des critères financiers dans les décisions relatives au renforcement du réseau?
    - Gestion de l'événement: quelle a été la qualité de la planification? Comment les différents aspects des pannes et des travaux de rétablissement ont-ils été gérés?



7. **«Rapport» (Version préliminaire) préparé par le Groupe Réseaux électriques, Commission scientifique et technique chargée d'analyser les événements relatifs à la tempête de verglas, 3 décembre 1998.** Cet excellent rapport analyse environ 78 documents parmi lesquels les rapports n<sup>os</sup> 1, 2, 4, 5 et 6 susmentionnés. Il examine les pannes des lignes de transport et des lignes de répartition et décrit de façon plus sommaire les pertes en distribution. On constate, grâce à ce rapport, des faiblesses dans le plan des mesures d'urgence et dans son exécution.

Il faut aussi souligner qu'à ce stade, près d'un an après l'événement, aucune analyse officielle des risques ou des pannes n'a été effectuée.

Ce rapport fait état de certaines mesures de renforcement planifiées antérieurement dont la mise en œuvre a été accélérée de façon opportuniste à la faveur de la tempête de verglas. Il ne prétend pas que ces mesures puissent limiter les effets d'une tempête identique à l'avenir. Le rapport cautionne l'introduction des procédés de fonte de la glace proposés et conteste l'utilité de renforcer des interconnexions proposées avec les États-Unis. Il cautionne le renforcement de l'alimentation de Beauharnois avec le centre-ville de Montréal mais rejette trois autres propositions soumises par des tiers.

### SECTION 2

#### Réseau existant

Les planches 4 et 5 du rapport [2] montrent que, dans les zones où la tempête a sévi le plus durement, presque toutes les lignes THT ont été mises hors service, et ce à cause de la tempête et non à cause du déclenchement des disjoncteurs provoqué par les pannes d'autres lignes et de certains postes.

Dans les zones moins touchées, pratiquement aucune ligne n'a été mise hors service.

Le rapport [2] conteste la précision des lignes iso-valeurs d'épaisseur de glace représentées à la planche 4.

Toutefois, si celles-ci sont à peu près correctes et si les lignes mises hors service étaient endommagées structurellement, c'est que le réseau a résisté à peu près comme il était conçu pour le faire.

Les questions soulevées dans le thème B du rapport [6] sont toutefois très importantes. TransÉnergie doit vérifier que toutes les lignes qui auraient dû tomber en panne sont bien tombées en panne et que celles qui n'auraient pas dû être mises hors service ne l'ont effectivement pas été. Les cas d'exceptions devront être consignés et soigneusement étudiés.

Il est également important de savoir pourquoi les lignes qui ont subi des dommages matériels se sont effondrées. Par exemple, le rapport [7] répertorie 23 pannes de lignes à 735 kV. Plus de la moitié de ces pannes sont dues à des défaillances de câbles de garde. Même si ces défaillances n'ont été que de courte durée, elles ont été fort gênantes. Si construire des pylônes plus robustes serait une opération fort coûteuse, se doter de câbles de garde plus solides ne coûterait pas une fortune.

Autre exemple, mais qui dépasse la portée du présent rapport, le rapport [7] stipulait que le taux de défaillance des réseaux de distribution variait énormément selon le type de construction.

Il convient de féliciter les opérateurs pour avoir réussi à éviter que le réseau ne s'effondre face à une telle perturbation du transport et à des pertes de charge aussi graves. Il n'est toutefois pas évident que les normes de conception du réseau aient été dépassées. Il semble que ces graves perturbations du transport et ces pertes de charge se soient produites en série, et le réseau est normalement conçu pour résister à plus d'un incident à condition qu'un opérateur effectue les ajustements nécessaires entre chaque incident. Il n'existe aucun critère de conception prévu pour des situations de cette sévérité.

#### Phase 1 Renforcements

TransÉnergie a élaboré six projets qui constituent la première étape d'une démarche visant à limiter les effets d'autres tempêtes de verglas [2].

À première vue, ces projets semblent être de bons moyens pour renforcer le réseau et le rendre plus robuste en cas d'incident normal.

Mais rien ne prouve que les moyens mis en œuvre permettraient, à eux seuls, de réduire la perte de charge si une tempête de verglas de l'envergure de celle du mois de janvier 1998 devait survenir. Si les futures lignes sont construites selon les normes actuelles, on peut en effet s'attendre à ce qu'elles s'effondrent comme les autres lignes, ce qui fera grimper le coût des réparations. Par ailleurs, si elles sont construites dans des « corridors stratégiques » et qu'elles restent debout, elles ne seront d'aucune utilité parce qu'elles relient des postes qui ne sont pas alimentés par d'autres lignes stratégiques.

### **Intégrité de la conception**

Il faut espérer que la conception des lignes stratégiques sera effectuée de façon intégrée et cohérente. Par exemple, si l'on a recours à des procédés de fonte de la glace et à des procédés mécaniques pour limiter l'accumulation de la glace, il ne sera pas nécessaire de prévoir des dispositifs « anti-chute en cascade ».

Si une conception robuste avec redondance est envisageable sur le plan financier, il conviendrait de l'effectuer, mais cette solution devrait être étudiée avec soin et de nouvelles normes de conception des lignes devraient être soigneusement définies pour assurer un bon rapport coût-bénéfice.

### **Lignes stratégiques**

Ce concept de lignes stratégiques doit être examiné avec attention.

Selon le rapport [2], construire une nouvelle ligne selon les critères stratégiques ne hausse le coût que de 15 % tandis que reconstruire une ligne existante peut coûter très cher.

Si l'on n'avait pas envisagé la construction d'une nouvelle ligne stratégique, on doit déboursier non seulement cet ajout de 15 %, mais aussi le coût intégral de cette nouvelle ligne. La planche 10 du rapport [2] n'indique pas clairement combien il y aurait de nouvelles lignes stratégiques, combien seraient reconstruites et combien de ces nouvelles lignes auraient été construites de toute façon pour répondre aux besoins courants.

Les planificateurs doivent être en mesure de garantir que le réseau réponde à 50 % de la charge maximale (l'objectif visé selon le rapport [2]), si ces lignes sont construites.

- Si les lignes non stratégiques étaient toutes hors service, comme en janvier 1998, le reste du réseau de transport stratégique continuerait-il à fonctionner électriquement?
- Bien que les régions de Montréal et de Québec soient dotées d'un réseau bouclé, elles dépendent d'une ligne stratégique radiale provenant de Churchill Falls. Peut-on être sûr que le concept de la ligne stratégique est une garantie contre la défaillance mécanique de ce lien?
- Il conviendrait de renforcer également les réseaux à plus faible tension. En règle générale, les investissements dans la distribution sont bien plus élevés que dans le transport: le réseau de distribution coûte en effet plus cher que le réseau de transport. C'est moins vrai pour Hydro-Québec que pour les autres utilités publiques en raison de la longueur des lignes provenant de Churchill Falls et de la Baie James. Mais si on ne fait pas les investissements requis en distribution et en répartition, les nouveaux postes à 735 kV ne seront d'aucune aide.

## SECTION 3

**Équipes de rétablissement**

Le rapport [3] présente avec force détails la mobilisation des équipes, certaines prêtées par d'autres services publics, et comment elles ont été déployées dans le nord de l'État de New York. Il serait utile de comparer ces travaux avec ceux menés par Hydro-Québec mais aucun des rapports fournis ne donne suffisamment de données pour le faire.

Il faut remarquer que si le rapport [7] souligne l'énorme travail accompli par les équipes d'Hydro-Québec, l'armée canadienne et les sous-traitants engagés pour la construction, il passe sous silence le travail des équipes des autres services publics qui, semble-t-il, ont fourni de l'équipement, du matériel et des équipes. Au plus fort de la crise, la Niagara Mohawk disposait de 912 équipes de monteurs dont les deux-tiers – plus de 600 personnes – provenaient d'autres services publics.

**Durée du rétablissement**

Au Québec [1], de même que dans l'État de New York [3], le nombre de clients non alimentés a chuté de manière quasi exponentielle après la pointe survenue durant la tempête. Tant les différences que les similitudes de ces situations sont intéressantes. Le tableau 1 présente le taux de décroissance du nombre de clients non alimentés.

Tableau 1

Rétablissement du service aux clients		
Rétablissement (% de la clientèle)	Québec	Niagara Mohawk
	Nombre de jours	
1 <sup>e</sup> tranche 50,00 %	2,5	6,0
2 <sup>e</sup> tranche 25,00 %	2,7	4,5
3 <sup>e</sup> tranche 12,00 %	5,0	3,0
4 <sup>e</sup> tranche 6,25 %	4,5	2,0

Dans les deux cas, il a fallu environ 15 jours (un peu moins au Québec, un peu plus à New York) pour rebrancher toute la clientèle, à l'exception d'une tranche d'environ 6 %.

Dans l'État de New York, il a fallu près de trois fois plus de temps pour rebrancher la première tranche de 50 % de la clientèle. Ceci peut s'expliquer par le fait que la zone touchée était surtout rurale, qu'il n'y avait pas de grandes villes touchées. Peut-être aussi qu'au Québec, on a d'abord misé sur les villes, dont la dépendance à l'électricité est supérieure, et où le rebranchement de la clientèle est bien plus rapide vu la concentration de la population.

Quand, au Québec, au fur et à mesure que les clients les plus éloignés étaient déjà rebranchés, le taux de décroissance du rétablissement ralentissait par rapport à celui de New York. Il serait intéressant de savoir pourquoi. A-t-on relâché les efforts au Québec, ou a-t-on renvoyé les équipes plus tôt? Le nombre d'équipes de la Niagara Mohawk s'élevait à 1 200 le 17 janvier et n'a commencé à diminuer que le 24 janvier. À ce moment, près de 90 % des clients étaient rebranchés.

## Sécurité

Le rapport [7] indique qu'un comité de sécurité a été formé le 12 janvier, ce qui semble bien tardif.

Chez Niagara Mohawk, la mobilisation du département de la sécurité a démarré peu après que la société ait formé son groupe de travail Transport et distribution. Le 9 janvier, la Niagara Mohawk diffusait son premier rapport quotidien d'avancement et de sécurité, et le premier point à l'ordre du jour des réunions de chaque soir était la sécurité. Le département de la sécurité a fourni formation et supervision aux équipes de rétablissement. Par ailleurs, Niagara Mohawk a connu un accident mortel (un sous-traitant est tombé d'un camion d'émondage qui a glissé sur la glace) et deux blessés avec hospitalisation. Au Québec, les rapports examinés ne traitent pas de la question de la sécurité.

## Gestion des pannes et du rétablissement du service

Le rapport [3] de l'État de New York présente une évaluation plus précise des efforts mis en œuvre pour réparer les pannes et gérer le rétablissement du service que les documents du Québec, ce qui rend la comparaison difficile. Il serait intéressant de savoir dans quelle mesure Hydro-Québec a appliqué les méthodes de la Niagara Mohawk (et de New York State Electric and Gas, qui a elle aussi perdu des clients) :

- Les plans d'urgence étaient prêts et le personnel était formé en prévision d'un tel événement.
- La gestion en temps réel, y compris la décentralisation des activités, a bien fonctionné.
- Les ressources matérielles et humaines (y compris le recours massif aux équipes d'autres entreprises) étaient adéquates et bien gérées.
- La sécurité était prioritaire et la formation, quotidienne.
- La coopération était bonne entre les autorités civiles, les équipes de déblayage des routes et les entreprises de téléphone et de câble, même si certains câbles qui ont été coupés auraient pu ne pas l'être.
- La communication avec le public et le soutien offert par les autres services publics étaient bons, y compris l'identification d'un contact avec les clients, sur une base quotidienne, pour les systèmes de survie, la fourniture de glace sèche, etc.
- Le système de dépannage était bien équipé, tant en capacité qu'en personnel. (Le rapport [6] pose la question quant à l'organisation en place au Québec.)
- La facturation et l'interruption de service en cas de non-paiement ont été suspendus.
- De réels efforts ont été faits pour limiter les dommages à l'environnement, comme ceux causés par les déversements d'huile des transformateurs.

Certaines instructions techniques figurant dans le rapport [7] surprennent. On se serait attendu à ce que ce type de matériel, apparemment mis en place durant l'événement, soit déjà disponible et que les équipes soient formées à s'en servir.

### **Leçons à tirer**

La section du rapport [1] traitant des leçons à tirer est fragmentaire quant à la gestion de l'événement et du rétablissement du service. On y traite des points suivants:

- Augmenter la sécurité;
- Améliorer la détection de la présence de glace;
- Améliorer le déglçage des conducteurs et des câbles souterrains;
- Instaurer une meilleure coordination avec la division de la distribution.

Le premier et le quatrième de ces points portent, on le suppose, sur les efforts de rétablissement du service. De tels événements peuvent donner d'excellentes leçons (même s'ils sont très coûteux). Il est à souhaiter qu'une réflexion beaucoup plus complète que ce que les rapports indiquent ait été menée de manière à savoir comment mieux gérer de tels événements et comment améliorer le rétablissement. Il est aussi à souhaiter que si des faiblesses sont décelées en matière de gestion, les correctifs nécessaires seront apportés.

SECTION 4

**Un argument inexact**

L'intervention stratégique décrite dans le rapport [2] et mise en doute dans le rapport [7], semble basée sur la logique suivante :

*Durant la tempête de verglas, le réseau de transport s'est effondré, causant d'énormes pertes de charge.*

*De telles pertes de charge sont inacceptables.*

*C'est pourquoi nous devrions renforcer le réseau de transport.*

Cet argument est faux : la conclusion ne découle pas de ses prémisses. Elle peut être exacte, mais on n'en fait pas la démonstration.

Même la seconde prémisse n'est peut-être pas exacte : les coûts sociaux permettant d'éviter la moitié d'une telle perte de charge (l'objectif annoncé) sont supérieurs aux coûts sociaux d'un tel accident de temps à autre. Cette déclaration peut être exacte, mais on n'en fait pas la démonstration.

Avant de dépenser un milliard de dollars ou presque de fonds publics, Hydro-Québec devrait mener une étude stratégique des risques.

**Étude stratégique des risques**

Tous les yeux sont tournés vers le réseau électrique au Québec. Et la concomitance entre les problèmes de fiabilité dus à la tempête de verglas et la concurrence liée à l'ouverture des marchés offrent une occasion unique : reconcevoir le réseau, ce qui va bien plus loin qu'un simple renforcement. Cette nouvelle conception pourrait s'affranchir totalement des méthodes et des normes mises en place ailleurs et adoptées au fil des ans par Hydro-Québec. Il faudrait notamment tenir compte des risques de pannes majeures du réseau.

Une étude de ce genre devrait mettre en valeur les avantages de l'infrastructure actuelle et chercher à les maximiser – les investissements en production, en transport et en distribution, et les installations des clients, représentent des ressources majeures, de même que leurs pendants organisationnel, juridique et professionnel. De plus, les réseaux de production et de transport du Québec, connus de par le monde, peuvent être perçus comme des passifs plutôt que des actifs si on oriente trop l'analyse en n'étudiant que les options de transport.

L'évaluation des risques et des incertitudes serait absolument fondamentale dans une telle étude. Il faut les évaluer correctement et trouver moyen de les circonscrire, si possible.

Dans le cas d'événements rares, les modèles probabilistes peuvent s'avérer inadéquats : la probabilité réelle de récurrence de chacun d'eux peut être inconnue. Et même si elle est connue, d'après la loi des grands nombres, la fréquence réelle selon laquelle ces événements se produisent peut avoir peu de rapport avec leur probabilité. Pour de tels cas, l'analyse de scénarios, sans fixer de probabilités, serait préférable. Par exemple, on a déclaré que depuis 100 ans les cycles climatiques sont d'une stabilité étonnante. Si cela est exact, il faudrait prévoir

des situations encore plus graves que la tempête de verglas de janvier 1998, mais sans établir leur probabilité.

Le tableau 2 présente quelques scénarios qui pourraient servir à évaluer les risques stratégiques pour le réseau du Québec. La plupart parlent d'eux-mêmes.

Tableau 2

Scénarios stratégiques de risques	
Tempête de verglas/Blizzard	Risques CEM
Inondations	Perte de personnel
Tremblements de terre	Manque de matériel
Rupture de barrages	Perte de communications
Sabotage	Pertes d'importations
Incendies	Éruptions solaires
Écrasements d'avions	Erreur d'exploitation

Les risques associés aux CEM ont trait à l'éventualité que l'on prouve vraiment que ces champs électro-magnétiques sont dangereux; on exigerait alors d'exploiter les lignes à des tensions inférieures, ce qui réduirait leur capacité de transport.

Le personnel technique clé pourrait être absent en raison d'une épidémie, de troubles sociaux ou de meilleures opportunités économiques ailleurs. La perte de communications peut survenir à la suite de désastres naturels, d'un bogue informatique ou de virus. À mesure que les réseaux évoluent, ils dépendent de plus en plus de systèmes de contrôle et de protection complexes. Les erreurs d'exploitation ont déjà joué un rôle notable dans plusieurs événements de perte de charge en Amérique du Nord.

Les études menées au Québec en 1998 ont porté presque uniquement sur le matériel de transport et de distribution. Une étude stratégique de risques devrait envisager *une vaste gamme d'options* (Tableau 3).

Tableau 3

Choix stratégiques	
Ne rien faire	Transport souterrain
Faire fondre la glace	Distribution souterraine
Formation d'opérateurs	Autres modes de transport
Formation sur le terrain	Turbines à gaz en ville
Corridors stratégiques	Production répartie (zones rurales)
Ententes avec réseaux voisins	Alimentation différente pour Montréal
Renforcer câbles de garde	

Par exemple, la formation d'opérateurs spécialisés, ou de personnel de terrain, pourrait être plus efficace que la construction de nouvelles lignes pour se protéger du sabotage, de pannes, d'une perte de personnel et de désastres naturels. Il semble que certains clients dans la région de Ottawa-Hull ont manqué d'électricité quelques jours en 1998, et que des arrangements ont été faits pour isoler cette partie du réseau d'Hydro-Québec et la rattacher à celui d'Ontario Hydro; en prévoyant ce genre d'ententes avec les réseaux voisins, on aurait gagné du temps cette fois.

Parmi les «autres modes de transport», nous incluons le recours à des composants que l'on sait relativement fragiles, mais faciles à changer, qui pourraient s'avérer préférables à des réseaux coûteux et également très chers à rebâtir. Le renforcement de points stratégiques



(comme les portées qui franchissent des routes) pourrait améliorer le rétablissement des lignes. Une meilleure coordination avec les services de téléphone et de câble pourrait aussi réduire les coûts et améliorer la «réparabilité».

L'installation de quelques turbines à gaz ou diesel à Montréal et à Québec pourrait s'avérer une solution moins coûteuse et plus fiable que de reconstruire des milliers de kilomètres de lignes de transport. À la campagne et en banlieue, l'emploi de petites génératrices de secours pourrait être facilité. Il faudra résoudre certaines questions de technique et de sécurité – auxquelles on n'a pas accordé l'attention nécessaire – pour pouvoir installer ces appareils dans les quartiers ou dans les résidences, les entreprises et les fermes. Hydro-Québec pourrait acquérir ce type d'appareillage et en faire l'entretien.

Il est peu probable qu'à elle seule une option puisse optimiser le rapport coût-fiabilité. La meilleure solution stratégique s'avérera probablement une combinaison bien définie de plusieurs de ces options. La liste présentée au tableau 2 ne fait d'ailleurs figure que d'exemple et n'est nullement exhaustive.

### Analyse du rapport coût-fiabilité

Satisfaire les *objectifs sociaux* liés à la fonction de l'électricité, c'est l'objectif d'un plan stratégique de risques ainsi que, bien sûr, minimiser les coûts et les investissements, et aussi de protéger l'environnement (pardonnons-lui de ne pas nous avoir épargné en janvier dernier!). La fiabilité est un critère important pour une forme d'énergie aussi souple et universelle que l'électricité – la fiabilité vue sous l'angle du client, considérant toutes les options disponibles. La solution de l'autonomie – grâce à une technologie locale et à l'énergie primaire – est probablement valable pour plusieurs raisons.

Il existe des techniques pour minimiser les risques de problèmes présentant un objectif unique (optimisation)<sup>1</sup>. Pour les objectifs multiples, des techniques ont également été mises au point. L'analyse du rapport coût-fiabilité est probablement la plus simple à utiliser et la plus satisfaisante sur le plan intuitif<sup>2</sup>.

Pour démontrer comment fonctionne cette méthode, examinons deux objectifs: maximiser la fiabilité et minimiser les coûts.

La fiabilité se mesure à l'aide de divers facteurs, notamment: probabilité de perte de charge, demande prévue et non livrée, nombre de clients non branchés, durée moyenne de la panne, etc. Pour les besoins de l'illustration, nous réduisons le critère «Pannes-jours des clients»

$$\text{Pannes-jours des clients} = (\text{nombre de clients non branchés}) \\ \times (\text{durée moyenne de la panne})$$

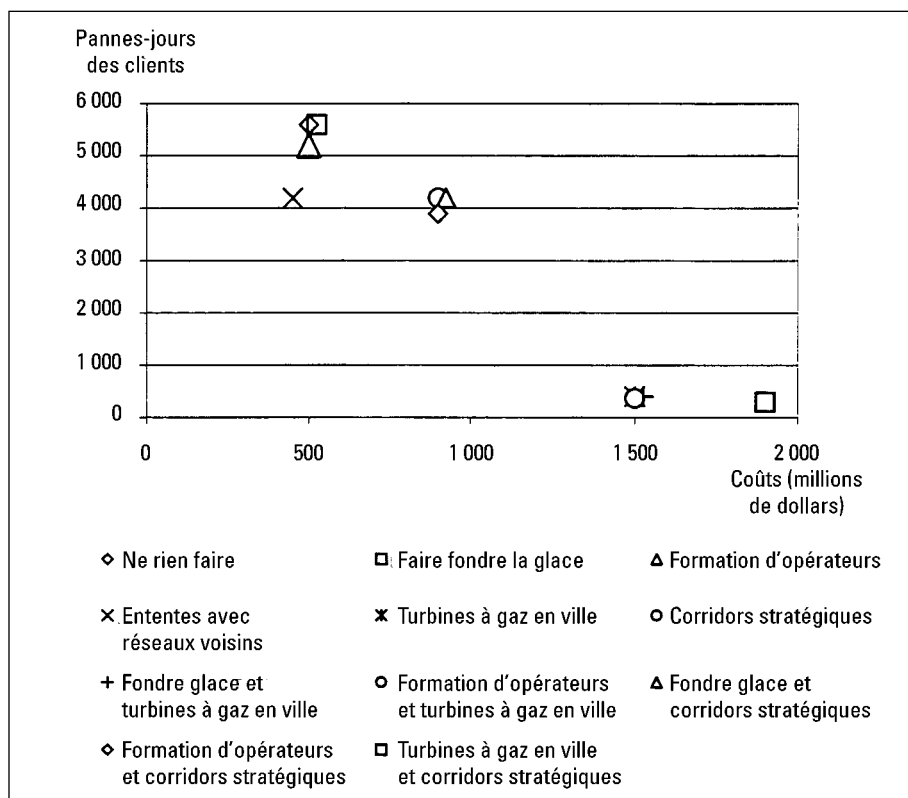
- 
1. Voir, par exemple, «Deregulation, Privatization, and Competition: Transmission Planning under Uncertainty,» à paraître, *IEEE Trans. Power Systems* (T. De la Torre, *et al*), et . «Techniques for Power System Planning Under Uncertainty,» Rapport du CIGRE TF 38-05-08, novembre 1998 (P. Sandrin, Convener, *et al*).
  2. Cette question a été largement traitée dans la documentation technique, voir par exemple: «The Trade Off/Risk Method: A Strategic Approach to Power Planning,» Energy Series Paper n° 52, The World Bank Industry and Energy Department, Washington, DC, Mai 1992, (E. Crousillat and H. M. Merrill), et «Risk and Uncertainty in Power System Planning,» 10th PSCC Conference, Graz, Autriche, August 1990, and *Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 13, N° 2, Avril 1991, (H. M. Merrill and A.J. Wood).

Les coûts comprennent : l'investissement, l'exploitation et les coûts externes assumés par les clients, et autres, sans faire référence aux chiffres qui relèvent de la gestion interne d'Hydro-Québec. Ces coûts ne comprennent toutefois pas le coût des pannes, difficile à chiffrer. C'est précisément pour cette raison que nous mesurons la fiabilité séparément des coûts. Pour les besoins de l'illustration, nous additionnons les coûts d'investissement avec les coûts actuels d'exploitation et les coûts externes.

Pour un scénario donné, on évalue la fiabilité et les coûts associés à chaque option ou à une combinaison d'options. L'évaluation des coûts est relativement aisée. Même s'il n'existe pas encore de modèles de fiabilité de ce genre, le personnel technique expérimenté, à la lumière de l'histoire du réseau et de la connaissance de son comportement, pourrait en arriver à des évaluations raisonnables de la fiabilité.

Figure 1

Rapport coût-fiabilité, cas d'un tremblement de terre



À la figure 1, nous comparons six des options du tableau 3, plus cinq combinaisons de deux de ces options. Pour les coûts et la fiabilité, les chiffres indiqués dans cette figure et les suivantes ne servent qu'à titre d'illustration et ne correspondent pas à la réalité.

L'option «Ententes avec réseaux voisins» domine les options et les combinaisons figurant au-dessus et à droite: elle coûte moins cher et est au moins aussi fiable que les autres. La combinaison «Formation d'opérateurs + Production près des centres de consommation» domine les choix à sa droite: elle coûte moins cher et est aussi fiable que les autres. Pour départager ces deux solutions, il faut substituer une solution moins chère mais moins fiable à une solution plus chère et aussi plus fiable. Ou encore une autre combinaison «Ententes avec réseaux voisins, Formation d'opérateurs et Production près des centres de consommation» qui se situerait dans le coin inférieur gauche de la figure, et qui offrirait un compromis raisonnable par rapport aux coûts et à la fiabilité.

C'est là la manière correcte d'établir dans quelle mesure la société tient à la fiabilité : évaluer ces divers rapports en tenant compte de la hausse relative des coûts qui suit l'accroissement de la fiabilité.

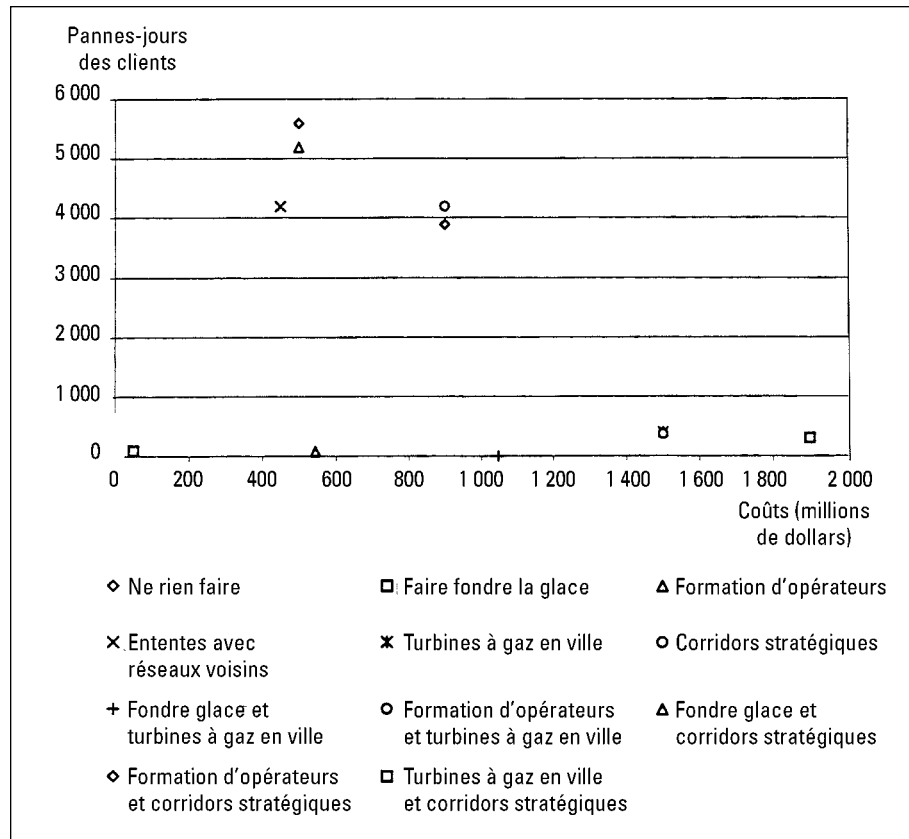
### Couverture des risques

Cette analyse doit être refaite pour chaque scénario. Il se peut, mais l'inverse est tout autant possible, que les solutions du coin inférieur gauche (coûts faibles, fiabilité faible) soient identiques pour chaque scénario. Comparer la fig. 2 à la fig. 1, par exemple.

Si, avec chaque scénario, c'est la même solution qui est intéressante (coûts faibles, haute fiabilité), cette solution est dite robuste: peu importe quel scénario se concrétise, cette solution offre un bon équilibre entre coûts et fiabilité. Si aucune des solutions n'est robuste, on étudie plus à fond celles qui le sont le plus (elles sont intéressantes pour la plupart des scénarios). On procède à des changements, dans la couverture des risques notamment, pour augmenter leur robustesse sans trop hausser les coûts ni trop réduire la fiabilité.

Figure 2

Rapport coût-fiabilité, cas d'une tempête de verglas



## RECOMMANDATIONS

### SECTION 5

Les sections précédentes présentent divers problèmes qu'il faudrait examiner à la suite de la tempête de verglas de janvier 1998. Plusieurs questions ont été soulevées, certains problèmes ont été identifiés, et des suggestions ont été faites.

Nous résumons les trois recommandations principales qui se dégagent de notre analyse.

1. Vérifier que les lignes qui ont été surchargées au-delà de leur capacité de conception ont été endommagées, et inversement. Les exceptions devraient être étudiées et analysées.
2. Fournir davantage de données sur la gestion de l'événement et du rétablissement du réseau ainsi que sur les leçons à en tirer, et mettre en œuvre des processus améliorés là où cela est nécessaire.
3. Entreprendre une réelle analyse stratégique des risques, incluant les options pour la production, la distribution et les clients, de même que pour le transport. Établir des modèles d'incertitude, mesurer les risques et se protéger contre eux, et satisfaire des objectifs à caractère davantage social comme les coûts et la fiabilité.

**traduction en français du texte d'Alain H. PEYROT, PhD, PE**

MADISON, WI 53705, USA  
LE 6 JANVIER 1999

# **Commentaires sur le rapport du Groupe Structures**

**Préparé pour la  
Commission scientifique et technique  
chargée d'analyser les événements  
relatifs à la tempête de verglas survenue  
du 5 au 9 janvier 1998**

Rapport daté du 18 décembre 1998

Curriculum  
vitæ

- Né le 13 février 1942 à Niort, France, naturalisé citoyen américain.
- **Poste actuel:** Président de Power Line Systems Inc., 918 University Bay Dr. Madison, Wisconsin, 53705.
- **Membre** de l'Institute of Electrical and Electronics Engineers(IEEE), fellow de l'American Society of Civil Engineers (ASCE), comités des normes sur les structures en poteaux d'acier et les tours d'acier en treillis, comité sur les structures de transport d'électricité.
- **Formation:** primaire, secondaire et collégial dans divers lycées de France ; universitaire: E.C.P. en ingénierie, École centrale des Arts et Manufactures, Paris, France (1965) ; M.Sc. (génie civil), The University of Wisconsin, Madison (1966) ; Ph.D, (majeure en génie structural et mineure en génie électrique), The University of Wisconsin (1968).
- **Domaines d'expertise:** rupture de lignes électriques en cascade, ingénierie des efforts éoliens, développement de méthodes d'analyse reliées aux structures de transport d'énergie électrique, recherche et développement dans le domaine des techniques de conception de lignes de transport, analyse et enquêtes sur les ruptures de lignes de transport.
- **Emplois:** The University of Wisconsin, assistant professeur de génie civil, (1970-1973) ; The University of Wisconsin, professeur associé en génie civil et environnemental (1973-1977) ; The University of Wisconsin, professeur titulaire en génie électrique et environnemental (1977-1997) ; The University of Wisconsin, professeur émérite en génie civil et environnemental(1997-); Power Lines Systems Inc, président (1995-).
- **Comités techniques:** Membre de divers comités de l'IEEE et de l'ASCE, dont le comité sur les structures de transport d'énergie, président du comité de travail pour la rédaction des guides de conception des structures haubanées de transport d'énergie, membre du groupe de travail sur l'évaluation des lignes existantes de transport d'énergie.
- **Publications:** Près de 90 articles dans des revues techniques et rapports spécifiques du domaine des structures de transport d'énergie.
- **Consultation:** Auprès de fabricants de supports, pylônes et bâtis d'antennes dans divers pays, auprès du Programme de développement durable des Nations Unies.

## TABLE DES MATIÈRES

### COMMENTAIRES SUR LE RAPPORT DU GROUPE STRUCTURES (RAPPORT DATÉ DU 18 DÉCEMBRE 1998)

1. Introduction	520
2. Commentaires généraux	521
3. Commentaires spécifiques au rapport du groupe Structures	523
Partie 1 Transport	524
Partie 2 Distribution	528
4. Commentaires spécifiques au rapport de TransÉnergie	529

## 1. Introduction

Le présent rapport est préparé à la demande de M. Gilles Marinier, de la Commission scientifique et technique chargée d'analyser les événements relatifs à la tempête de verglas survenue du 5 au 9 janvier 1998. La demande est datée du 21 décembre 1998.

Bien que ma langue maternelle soit le français, j'ai préféré rédiger ce rapport en anglais du fait qu'il porte sur des aspects techniques de la conception des lignes à haute tension.

Le 21 décembre, M. Marinier m'a fait parvenir les documents suivants :

1. Rapport du Groupe Structures (18 décembre 1998)
2. Spécification technique normalisée n° SN-40.1 – Critères de conception des lignes de transport et de répartition (août 1993)
3. Effets et conséquences sur les lignes de transport de la tempête de verglas survenue du 5 au 9 janvier 1998 – Rapport détaillé – Diagnostic des dommages (novembre 1998) – Préparé par TransÉnergie
4. Effets et conséquences sur les lignes de transport de la tempête de verglas survenue du 5 au 9 janvier 1998 – Rapport détaillé – Diagnostic des dommages – Annexes (novembre 1998) – Préparé par TransÉnergie

Il m'a été demandé de réviser et de commenter les quatre rapports ci-dessus, de préparer le présent rapport, d'y joindre des conclusions techniques et de participer à une réunion avec la Commission dans le courant du mois de janvier 1999. Les quatre rapports constituant les seules informations dont je disposais relativement aux défaillances survenues en janvier 1998, mes commentaires seront strictement limités à l'information contenue dans ces quatre rapports.

Quant à mes compétences justifiant les commentaires relatifs aux divers documents, elles sont décrites dans le curriculum vitæ que je joins à l'annexe A. Il faut noter particulièrement :

Recherche en matière de conducteurs et d'isolateurs brisés, et de chute en cascade de lignes de transport (publications 28, 29, 31, 40 et 41)

Recherche en matière de génie éolien (publications 16, 18, 21, 22 et 53)

Élaboration de méthodes d'analyse non linéaire des supports de lignes et des réseaux de transport (publications 27, 28, 30, 33, 37, 47, 50, 54, 66, 80, 84 et 88)

Recherche et développement en matière de techniques de conception fiabilistes pour les lignes de transport (publications 43, 44, 46, 49, 51, 52, 64, 67, 70, 71, 79, 85 et 87)

Participation à l'élaboration de plusieurs normes et manuels américains pour la conception de lignes de transport et de supports de lignes (publications 56, 72, 73, 83, 89, 90 et 91 – Voir aussi la rubrique H relative aux Associations techniques et professionnelles). Voir notamment les directives de charge structurelle des lignes de transport à haute tension (Manuel 74 de l'ASCE) de l'American Society of Civil Engineers, publiées en 1991. Ce document de l'ASCE est assez semblable à la norme SN-40.1 d'Hydro Québec et plusieurs mentions en sont faites dans ce rapport.

Participation à diverses enquêtes relatives à des défaillances sur des lignes à haute tension (voir rubrique G.4).



Mise au point de logiciels pour la conception de réseaux et de supports pour lignes de transport (voir rubrique G.5). Ces logiciels sont actuellement utilisés par des compagnies d'électricité dans 45 pays et sont les plus répandus en Amérique du Nord.

## 2. Commentaires généraux

2.1 Mis à part les grands ouragans du sud-est des États-Unis, la tempête de verglas de 1998 au Québec est, à ma connaissance, la catastrophe climatique qui a entraîné le plus de défaillances sur les lignes de transport. Ce genre de désastres, qui ne surviennent que quelques fois au cours d'un siècle, mettent nos réseaux à l'épreuve ainsi que les critères de conception selon lesquels ils sont bâtis.

2.2 L'extrapolation à partir d'une expérience satisfaisante de plusieurs années n'est pas toujours possible. En effet, il n'existe aucune méthode statistique ni scientifique qui aurait permis de prévoir, compte tenu des deux seules grandes chutes en cascade qu'a connues Hydro-Québec ces 40 dernières années (30 pylônes en 1969 et 30 autres en 1973, toujours dans des régions montagneuses), que des dizaines de chutes en cascade (telles les 18 cascades de pylônes en acier et les 37 cascades de portiques de bois en H) puissent survenir au cours d'une seule tempête de verglas dans des régions relativement planes de la province. L'expérience vécue, qui donne à penser que les pires tempêtes de verglas ne peuvent dépasser une superficie supérieure à celle couverte par 20 pylônes (point 3.6.3.2 de la norme SN-40.1), ne pouvait être prise en compte pour prévoir l'ampleur des événements de janvier 1998. L'affirmation selon laquelle « lors d'une tempête de pluie verglaçante étendue, la précipitation maximale s'étend rarement à plus de quelques kilomètres et peut couvrir jusqu'à 20 pylônes » est manifestement erronée et devrait être éliminée de la norme. Il faut réviser le tableau 5 et son impact sur les facteurs de résistance correspondants du tableau 6.

Jusqu'à maintenant, les données statistiques sont insuffisantes pour permettre une quelconque extrapolation. On ne peut prévoir des catastrophes qui ne surviennent qu'une fois ou deux par siècle à partir de quelques rares informations découlant d'une observation de quelques années à peine. Personne ne peut affirmer que la tempête de verglas de janvier 1998 était un phénomène survenant tous les 100, 500 ou 5 000 ans. La prudence oblige désormais à tenir compte de conditions climatiques semblables à celles de janvier 1998.

2.3 Certains des concepts généraux de conception fiabiliste inclus dans la norme SN-40.1 d'Hydro-Québec ont également été adoptés aux États-Unis, par le biais du Manuel 74 de l'ASCE, et dans d'autres pays par celui du Rapport 826 de la Commission électrotechnique internationale (CEI). Ces concepts fiabilistes ont fait l'objet d'un intérêt et de recherches considérables au cours des 25 dernières années. Malheureusement, comme c'est souvent le cas, les théories mathématiques les plus complexes et la croyance que tout peut être quantifié avec précision ne correspondent pas à la réalité. Nous savons aujourd'hui que la justification des méthodes de conception fiabilistes manque souvent de données statistiques fiables et d'une maîtrise suffisante pour modéliser les charges et la propagation des défaillances. En fait, c'est une des raisons pour lesquelles le comité du Manuel 74 de l'ASCE minimisera vraisemblablement la partie fiabiliste de son manuel lors de sa prochaine mise à jour.

- 2.4** La présente édition du Manuel 74 de l'ASCE reconnaît que des vents surviennent simultanément avec une tempête de pluie verglaçante ou à la suite de celle-ci. D'où, selon le Manuel 74, le phénomène extrême à prendre en considération est une tempête de verglas étendue accompagnée de vents réduits équivalents à 40 pour cent des vents cinquantenaires. L'annexe B illustre la logique d'une telle recommandation. Si Hydro-Québec avait adopté la même logique dans sa norme SN-40.1, des vents supérieurs à 50 km/h auraient été pris en compte lors de tempêtes de verglas d'importance exceptionnelle telles que celle qui avait causé 45 mm d'accumulation radiale dans la zone 1 (SN-40.1, tableau 13, p. 45).
- 2.5** La mise à jour du Manuel 74 de l'ASCE (dont la publication est prévue pour l'an 2000) fondera tous les calculs de charge des vents sur la moyenne des plus fortes rafales pendant 3 secondes pour une période récurrente de 50 ans ou plus, ce qui est conforme aux dernières normes en matière d'édifices et autres structures aux États-Unis (Norme 7-95 de l'ANSI). La prise en compte des rafales comme point de référence constitue une méthode radicalement différente de celles en vigueur aux États-Unis, qui utilisent la vitesse de vent la plus élevée (la vitesse la plus élevée équivaut à la moyenne des vitesses les plus élevées durant 1 minute pendant une tempête), ou de celles de la norme SN-40.1 qui utilise la moyenne des vitesses les plus élevées durant 10 minutes. Aujourd'hui, aux États-Unis et dans beaucoup d'autres pays, on croit généralement que, à l'exception des vents d'hiver soutenus, la plupart des vents extrêmes qui présentent un risque pour les lignes de transport se présentent sous forme de brèves rafales résultant d'averses violentes ou d'orages. De telles rafales ont peu de rapport avec les moyennes mesurées pendant les mêmes tempêtes durant plusieurs minutes. Étant donné que les rafales de vent sont les valeurs à utiliser directement pour la conception des pylônes, des poteaux et des portiques, avec certains facteurs de réduction liés à la conception des conducteurs et des câbles de garde afin de compenser pour le manque de corrélation entre les rafales le long des portées, la rafale est la valeur sur laquelle on se base aujourd'hui lorsque l'on recueille des données relatives aux vents. On espère ainsi réduire l'incertitude existante dans les extrapolations de charges réelles dues au vent à partir de moyennes mesurées sur plusieurs minutes. Cette analyse de la mesure des moyennes de vents trouve son utilité, non pas par rapport à la question du vent lors de la tempête verglaçante de janvier 1998, mais plutôt parce qu'elle permet à Hydro-Québec et à d'autres compagnies d'électricité d'Amérique du Nord de profiter de l'occasion pour harmoniser leurs critères de conception concernant la charge due au vent.
- 2.6** Alors que les concepts fiabilistes ont été utiles dans plusieurs domaines, notamment pour atteindre une fiabilité comparable de matériaux différents (éviter par exemple que des portiques en bois soient moins fiables que des pylônes en acier, comme c'est souvent le cas), on s'accorde à reconnaître que le calcul de la probabilité de défaillance dépasse nos connaissances actuelles. Il y a en effet par trop d'incertitudes dans la caractérisation d'un phénomène climatique quelconque, la quantification des fonctions de transfert entre le phénomène et la réponse structurelle d'un réseau, et la réponse même du réseau. Mes premières recherches en cette matière indiquent que les probabilités de défaillance réelles peuvent varier dans une proportion de 100 à 1 selon la situation. C'est pourquoi il est malaisé de défendre toute optimisation des coûts telle qu'illustrée à l'annexe D de la norme SN-40.1. Cela ne revient cependant pas à dire que fonder des calculs sur des phénomènes pouvant survenir tous les 50 à 500 ans constitue une mauvaise décision. Je veux plutôt dire que la prétendue optimisation des coûts ne devrait pas être utilisée comme argument pour défendre le choix d'une période de récurrence entre 50 et 500 ans pour établir des critères de conception des ouvrages.

- 2.7 L'affirmation selon laquelle les critères de calcul d'Hydro-Québec sont généralement plus sévères que ceux utilisés dans le nord-est des États-Unis (Rapport de TransÉnergie, p. 11) est probablement vraie. Mon impression générale est que, si la tempête de verglas survenue au Québec en janvier 1998 avait touché une région semblable dans le nord-est des États-Unis, les dommages auraient été aussi importants, voire plus sévères.
- 2.8 Enquêter sur une défaillance est une tâche complexe qui, de toute évidence, n'aurait pas pu être menée à bien en janvier 1998, étant donné l'ampleur des dommages, la rigueur du climat, le manque de préparation et la priorité accordée au rétablissement des services. Il est clair que le mécanisme de déclenchement de la plupart des défaillances et la nature de l'évolution de celles-ci ne seront jamais connus. Hydro-Québec aurait eu intérêt à disposer d'équipes d'urgence d'enquête sur les défaillances, telles que décrites dans la rubrique *Failure Investigation* du Manuel 74 de l'ASCE. Aux États-Unis, de telles équipes sont toujours prêtes à intervenir en cas de tremblement de terre ou d'ouragan. Hydro-Québec a raté une occasion unique d'en apprendre davantage sur le comportement des lignes par temps de verglas. L'annexe C de ce rapport reproduit certaines parties de la rubrique *Failure Investigation* du Manuel 74 de l'ASCE. Tel que mentionné dans le document de l'ASCE, «la technique du génie du transport a progressé grâce à des ingénieurs déterminés à comprendre ce qui s'était vraiment passé lors de ces défaillances suspectes et à trouver les correctifs à apporter afin d'éviter qu'elles ne se reproduisent...».
- 2.9 L'une des techniques utilisées par diverses sociétés américaines de services publics afin de minimiser les délais de rétablissement du service est l'emmagasinage de «supports d'urgence». Les systèmes de rétablissement d'urgence comprennent généralement des supports haubanés, faits d'éléments modulaires légers en aluminium, susceptibles d'être transportés et dressés rapidement. On utilise également ce genre de supports lors d'interventions courtes destinées à l'amélioration ou à la réparation de lignes existantes. Ils sont souvent de conception normalisée, de sorte que les sociétés d'électricité puissent les mettre en commun en cas de besoin et puissent éviter ainsi de devoir se doter d'un stock considérable. Ces supports d'urgence peuvent être érigés en quelques heures. Même s'il est évident qu'il aurait été impossible de satisfaire les besoins créés par la tempête de janvier 1998 avec ce genre de supports, il n'en demeure pas moins certain qu'un stock est dorénavant à prévoir. Notons au passage qu'un des trois plus grands fabricants au monde de supports d'urgence est établi au Québec.

### 3. Commentaires spécifiques au rapport du Groupe Structures

Cette partie comprend mes commentaires et mes conclusions sur certaines sections du Rapport du Groupe Structures.

**Remarque :** Les sections en caractère gras correspondent au rapport original.

## PARTIE 1

### Partie 1 Section 1.6

« Les membres du Comité Structure auraient souhaité recevoir un inventaire détaillé des lignes de transport faisant état de chaque type de ligne en service sur le réseau, incluant la résistance au verglas de chacune d'entre elles. » Cela aurait sans aucun doute été très utile, mais aurait requis une somme considérable d'efforts d'ingénierie qui, de toute évidence, ne pouvaient être déployés au cours de la période de rétablissement. Néanmoins, TransÉnergie a fourni une partie de cette information dans les annexes E et F de son rapport.

### Partie 1 Section 2.1.1.4

« La Commission n'a pas été convaincue que les accumulations de glace radiales rapportées par Hydro-Québec sur sa carte d'isovaleurs représentaient les observations faites sur les câbles ». Le manque d'informations précises concernant l'épaisseur de glace est une grave lacune qui ne permet pas de savoir si les lignes étaient réellement en mesure de supporter la charge prévue. Selon la section 3.1.2.1 et d'autres parties du rapport de TransÉnergie, les résultats varient considérablement suivant les méthodes utilisées pour déterminer une épaisseur radiale équivalente et suivant les mesures prises à des endroits proches les uns des autres. Dès lors, la conception des courbes isovaleurs, illustrées en gris sur la carte de l'annexe M, a dû être basée sur des données assez vagues. Il ressort du tableau 14, à la section 3.1.2.1, que seule une épaisseur équivalente (65 mm) a été réellement mesurée sur un câble, mais que les courbes isovaleurs de 75 mm couvrent une vaste zone au sud de Montréal. Le lecteur doit donc être conscient qu'il s'agit là d'une zone où des épaisseurs radiales équivalentes de verglas, supérieures à 75 mm, pourraient être survenues, mais non pas où de telles épaisseurs se sont effectivement accumulées.

### Partie 1 Section 2.1.2.1

Cette section fait état des défaillances le long des alignements de pylônes en acier. Il est intéressant de remarquer que 18 des défaillances observées peuvent être qualifiées de chute en cascade, c'est-à-dire touchant plus de dix pylônes. Or, dans les chutes en cascade, il est souvent extrêmement difficile de déterminer quel a été le mécanisme déclencheur. C'est pourquoi, sauf dans certains cas évidents, il faut bien accepter que nous ne saurons jamais ce qui a déclenché la chute en cascade. Néanmoins, le fait qu'autant de chutes en cascade se soient produites exige que l'on prenne à l'avenir des mesures pour éviter ou limiter ce phénomène.

Une caractéristique particulière des fortes accumulations de glace est qu'elles imposent une charge considérable sur : le sous-système conducteur tout entier (y compris les isolateurs et les accessoires), tout le sous-système des câbles de garde, et tous les supports d'angle. Toute défaillance de l'un des milliers de composants de ces systèmes peut déclencher une chute en cascade. Dès lors, l'absence d'une enquête détaillée (qui n'est désormais plus possible dans la majorité des cas) ne nous permettra jamais de savoir quelle a été la cause des défaillances, charge excessive (par rapport aux normes) ou défauts de conception ou du matériel.

Partie 1  
Section 2.1.2.2

Les portiques en bois sont nettement moins fiables que les pylônes en acier. Il est bien connu que, en Amérique du Nord, selon le code américain NESC et son correspondant CSA au Canada, les méthodes de conception traditionnelles pour la construction de lignes à poteaux en bois (y compris les portiques) conduisent à des lignes bien moins fiables que celles supportées par des structures en acier ou en béton. Il a été démontré qu'en cas d'ouragan, une bien plus large proportion de poteaux en bois subit des dommages que les composants des structures en acier et en béton. La tempête de verglas du Québec l'a prouvé une fois de plus. Les raisons en sont la réticence de l'industrie à réduire les paramètres de sollicitation du bois en flexion pour les ramener à des valeurs limites d'exclusion plus basses (c'est le problème aux États-Unis) ou à accroître la valeur des charges de sollicitation pour le calcul au-delà de celles traditionnellement utilisées. Le fait que le Groupe Structures fasse autant de références à des paramètres de calcul fondés sur des chiffres artificiels datant d'il y a plus de cinquante ans illustre bien que l'industrie n'a pas su, ou voulu, reconnaître que les composants en bois sont moins fiables que ceux faits d'autres matériaux.

Un autre problème lié aux portiques en H (y compris les portiques en H en acier et en béton), qui se caractérisent généralement par leur faiblesse en flexion dans le sens longitudinal, est qu'ils n'offrent pratiquement aucune résistance à l'effet de cascade dû à la glace. L'effet conjugué d'une faiblesse longitudinale, d'une grande flexibilité longitudinale et de fortes charges verticales dues à la glace qui entraînent des effets P-Delta longitudinaux significatifs rend inévitable l'effet de cascade en l'absence de pylônes d'arrêt intermédiaires.

Partie 1  
Section 3.2.1

On trouve ici une excellente analyse des différences entre ce qui s'est réellement passé et ce qui aurait dû se passer selon la séquence «préférée» de défaillance ou selon le concept de sécurité (robustesse). En vertu de la séquence «préférée» de défaillance, certains supports d'alignement auraient dû tomber sous de lourdes charges verticales ou sous l'effet conjugué de la glace et du vent. Ces chutes n'auraient pas dû se multiplier au-delà de quelques pylônes suivant celui tombé le premier, soit parce que les câbles ne se seraient pas rompus soit parce que l'effet de cascade aurait été interrompu par la dissipation d'énergie dans certains composants manquants.

Partie 1  
Sections 3.2.2 et 3.2.3

«Quant à la calibration par les lignes existantes, on peut dire que leur longue histoire de performance a connu une fin abrupte en janvier 1998.» On ne peut pas mieux dire; c'est tout à fait vrai.

«Des expressions quantitatives, tel un taux de fiabilité, n'existent pas actuellement...» C'est de nouveau tout à fait vrai et cela le restera longtemps encore.

Notre dépendance accrue vis-à-vis de l'électricité, nos attentes croissantes à l'égard d'un approvisionnement ininterrompu et le caractère sans cesse plus conflictuel de nos sociétés feront qu'il nous sera impossible de fonder nos décisions sur de simples considérations économiques.

Partie 1  
Section 3.2.4

Cette partie fournit une excellente analyse de la norme SN-40.1

- Page 23 «L'hypothèse d'indépendance du vent et de la glace n'est pas justifiée.» Même si les deux phénomènes, la glace et le vent, sont envisagés séparément, l'action du vent sur la glace doit être prise en compte. Le critère vent dans le Manuel 74 de l'ASCE (40 pour cent des vents cinquantenaires) est envisagé de façon indépendante. Je suis d'avis que le vent doit être associé dans une certaine mesure à la glace limite.
- Page 24 «Toutes les prescriptions de conception touchant à la sécurité structurale comprennent un facteur de calibration dont la valeur se situe, selon le cas, entre 1,1 et 1,5». Ce facteur est effectivement pris en considération par la SN-40.1 pour la conception du sous-système conducteur (conducteur, câbles de garde, joints, isolateurs, accessoires) où les tensions sont limitées à 75 pour cent ou moins de la résistance ultime ( $0,75 = 1/1,33$ ). Ce facteur est aussi pris en compte pour les supports d'angle avec un facteur de résistance de 0,8 ( $0,8 = 1,25$ ) et étant donné le fait que les supports d'angle sont rarement utilisés pour l'angle maximum pour lequel ils ont été conçus.
- Page 25 «Ce sont d'abord les pylônes d'alignement puis les pylônes d'angle qu'il faut sacrifier en premier.» Cette mesure est sage. La chute d'un pylône d'alignement ne devrait normalement pas entraîner d'effet de cascade du fait que sont maintenues les tensions mécaniques dans le réseau de câbles. Néanmoins la chute d'un support d'angle ou d'un support d'arrêt entraînera de graves déséquilibres dans le réseau de câbles et très probablement un effet de cascade. Une rupture dans le réseau de câbles n'est pas souhaitable non plus dans la mesure où elle entraînera la chute de pylônes d'alignement. D'autre part, le conducteur peut être conçu comme le maillon faible en régions montagneuses, où la reconstruction est très onéreuse, et dans le cas d'une traversée d'un grand cours d'eau.
- Page 26 «Les accumulations de verglas sur les câbles de garde ont été sensiblement plus massives que sur les...» Une telle information est très utile car elle peut modifier notre façon de considérer les câbles de garde.
- Page 27 «Il est possible d'envisager un système de ligne ou un «fusible» placé dans l'attache de suspension...» Voilà un sujet qui a déjà suscité bien des débats. On s'accorde à dire qu'un fusible qui limite la charge longitudinale serait utile, mais aussi qu'un tel fusible «ne devrait pas» se briser sous une charge verticale forte. C'est ainsi que fonctionne la pince glissante utilisée par EDF. Les fusibles de faiblesse longitudinale ne devraient pas nécessairement se briser sous une forte charge verticale de glace, comme le suggère le Groupe Structures.

Partie 1  
Section 4.2.1

- Page 14 «L'hypothèse de glace limite uniforme sans vent ne constitue pas une hypothèse de charge réaliste». D'accord.

Page 15 « Il faudra plutôt considérer des cas de  $t$  mm de glace d'un côté et  $(1-3t)$  mm de l'autre. » Cela est très vrai. On peut difficilement justifier les chiffres arbitraires utilisés dans la norme en vigueur.

Partie 1  
**Sections 4.2.2 et 4.2.3**

C'est une excellente analyse du besoin potentiel d'accroître les facteurs de sécurité et de revoir les mesures anti-cascade.

Partie 1  
**Section 4.3.2**

Je suis d'accord pour que la méthode de conception actuelle des portiques de bois en H soit révisée.

Partie 1  
**Section 5**

Je présenterai mes commentaires sur les recommandations du Groupe Structures oralement lors de notre rencontre à Montréal.

Partie 1  
**Section 5.2**

Il est clair qu'il faut approfondir l'effet de cascade. Mon expérience m'amène à affirmer qu'il s'agit là d'un problème très complexe étant donné la grande diversité de réponses structurelles possibles. Il est extrêmement difficile d'arriver à une solution analytique détaillée, car elle impliquerait une modélisation de la réponse dynamique non linéaire et de la capacité d'absorption d'énergie correspondante, de chacun des éléments d'une ligne. Plusieurs tentatives ont été menées aux États-Unis et au Canada. Des études expérimentales sont faisables et il faut arriver à prévoir le potentiel d'effet de cascade d'une ligne sous diverses charges de glace. C'est, en effet, un des quelques problèmes des lignes de transport que l'on connaît le moins et pour lequel il n'y a guère de solutions faciles.

PARTIE 2

Bien que la partie du rapport du Groupe Structures consacrée aux lignes de distribution soit relativement courte, il ne faut pas sous-estimer la question. Les dommages causés au réseau de distribution ont été considérables, non seulement en termes des 16 200 poteaux et des 20 100 traverses en bois, mais aussi en termes de kilomètres de conducteurs et autres éléments endommagés. Le rapport est très complet et bien documenté.

Partie 2

**Section 4.1**

Je suis d'accord qu'on a manqué une excellente occasion d'en apprendre davantage sur les déficiences réelles de nos réseaux actuels du fait de n'avoir pas mené d'enquêtes sur les défaillances survenues au moment où elles se sont produites.

Partie 2

**Section 5.1**

Je présenterai mes commentaires sur les recommandations du Groupe Structures oralement lors de notre rencontre à Montréal.



#### 4. Commentaires spécifiques au rapport de TransÉnergie

Cette partie comprend mes commentaires et mes conclusions sur certains points du Rapport de TransÉnergie.

**Remarque:** Les points en caractère gras correspondent au rapport original.

**Section 1** Excellent résumé de l'évolution des normes d'Hydro-Québec.

**Section 1.4.2** La comparaison des figures 1 et 2 montre que les critères de conception d'Hydro-Québec sont en général plus sévères que ceux utilisés par certaines sociétés d'électricité du nord-est des États-Unis. Les critères d'Hydro-Québec sont cependant moins sévères que le cas Glace + vent décrit dans le Manuel 74 de l'ASCE. J'ignore dans quelle mesure les recommandations du Manuel 74 ont été adoptées par les sociétés nord-américaines depuis leur publication en 1991.

#### **Section 1.5.2.3**

Page 16 «Avant le verglas, le réseau des lignes de transport d'Hydro-Québec se comparait donc avantageusement au niveau de performance...» Cela est vrai. En outre, Hydro-Québec a toujours été perçue aux États-Unis comme l'une des sociétés les plus engagées dans la recherche-développement dans le domaine de la conception des lignes de transport.

**Section 2** Le processus décrit au tableau 12 a été entravé par l'ampleur des défaillances, la priorité accordée au rétablissement des services et le manque d'équipes d'urgence pour l'enquête sur les défaillances qui auraient pu recueillir des informations indépendamment des équipes de rétablissement d'Hydro-Québec. Le manque d'informations détaillées relatives aux défaillances et la lenteur avec laquelle cette information a été fournie au Groupe Structures ont rendu la tâche de ce Groupe particulièrement difficile.

**Section 3** Le fait que l'on ne dispose que de quelques mesures de l'épaisseur réelle de glace est un triste témoignage du manque de préparation dans le domaine des enquêtes sur les défaillances. S'il est vrai que le tableau 14 ne présente qu'une seule mesure de glace radiale équivalente supérieure à 50 mm, toute une région dans laquelle des épaisseurs radiales de 75 mm ont pu survenir a été identifiée dans la partie centrale de la carte de l'annexe M.

L'extrapolation des données relatives à la glace, recueillies au cours des dernières années, à une période de 1000 ans ou plus, n'est qu'un exercice mathématique qui ne correspond en rien à la réalité. On ne devrait pas utiliser l'argument de la période de 1000 ans pour en déduire que la tempête de janvier 1998 est un «acte de Dieu» isolé qui ne se reproduira pas dans les prochaines années.

Il faut se poser quelques questions au sujet du tableau 19. Par exemple, dans la zone 25, les charges de glace dissymétriques ont-elles été calculées avec 20 mm de glace sur une portée et avec 15 mm sur la

portée adjacente? C'est ce qui ressort des études des annexes F et G. Dans le tableau 32 à la page 71 de la norme SN-40.1, il est mentionné que le calcul des charges de glace instables doit être fondé sur 0,3 fois le poids de glace (dans ce cas  $0,3 \times$  poids de 20 mm de glace) sur une portée et l'absence de glace sur la portée suivante. Le texte pourrait spécifier qu'il n'existe aucun lien entre les chiffres du tableau 19 et la norme SN-40.1.

**Section 4** Cette partie, avec les annexes E, F et G, résume les calculs exhaustifs relatifs à la limite des charges sur les pylônes. Dans l'annexe F, il aurait été utile de signaler, pour chaque type de pylône, les portées de calcul et les portées réelles pour lesquelles les calculs ont été faits, ainsi que les statistiques relatives à toutes les portées réelles.

La suggestion du Groupe Structures d'étudier l'effet des cas de glace dissymétrique avec la quantité de glace limite d'un côté et des quantités décroissantes de l'autre est judicieuse.

**Sections 5, 6 et 7**

Ces points résument de nombreuses analyses effectuées au cours des derniers mois. Pas de commentaires particuliers.

**Section 8** Le plan d'action proposé par TransÉnergie semble complet et en harmonie avec les recommandations du Groupe Structures.

**par René TINAWI, PhD, ing.**

PROFESSEUR TITULAIRE  
DÉPARTEMENT DE GÉNIE CIVIL  
ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL  
VERSION 1.1  
26 FÉVRIER 1999

# Rapport final

**Préparé pour la Commission scientifique  
et technique chargée d'analyser  
les événements relatifs à la tempête  
de verglas survenue  
du 5 au 9 janvier 1998**

Curriculum  
vitæ

- Né le 15 octobre 1942, citoyenneté canadienne
- **Poste actuel:** Professeur titulaire, département de génie civil, École Polytechnique, C.P. 6079, succ. « centre-ville », Montréal, Québec, H3C 3A7
- **Membre** de l'OIQ, ACI, EERI, fellow de la SCGC, vice-président de l'ACGP.
- **Formation:** primaire et secondaire: Collège des Jésuites du Caire (1947-60)  
collégial: Bristol College of Science & Technology (1960-62)  
universitaire: B.Sc. (eng.), Imperial College, Londres, génie aéronautique (1965);  
M.Sc.(eng.), Imperial College, Londres, structures aéronautiques (1966);  
Ph.D., Université McGill, génie civil, (1969-72).
- **Domaines d'expertise:** Analyse des structures, génie parasismique, calcul dynamique, sécurité des barrages en béton.
- **Emplois:** Canadair Ltée, ingénieur R&D (1966-69);  
Computer Sciences Canada Ltd., directeur de projet (1972-73);  
École Polytechnique, professeur adjoint, agrégé, titulaire (1973-91);  
Directeur projet CASTOR (1985, 1988-90);  
Chaire industrielle CRSNG/Hydro-Québec/Alcan sur les barrages en béton (1991-...).
- **Subventions de recherche:**  
CRSNG: dépenses courantes, RDC, RII, chaire industrielle, équipement majeur  
FCAR: équipe de recherche  
(Total des subventions: ≈ \$6M depuis 1973).
- **Contrats de recherche:** avec H.Q., MTQ, Gaz Métropolitain, gouv. fédéral et provincial.
- **Comités scientifiques:** Membre ou président de six comités du CRSNG, CANCEE, missions techniques à l'étranger, membre du conseil de la science et de la technologie du Québec depuis 1996.
- **Comités académiques:** Membre de treize comités divers à Polytechnique, membre ou président de jurys pour les prix du Québec.
- **Direction de thèses:** 8 au doctorat et 28 à la maîtrise.
- **Publications:** 45 articles dans les revues scientifiques, 65 articles dans les comptes rendus de conférences, plus de 100 rapports techniques.
- **Consultation:** Bureaux de génie conseil, ministères et organismes gouvernementaux.

## TABLE DES MATIÈRES

RAPPORT FINAL  
PRÉPARÉ POUR LA COMMISSION SCIENTIFIQUE  
ET TECHNIQUE CHARGÉE D'ANALYSER  
LES ÉVÉNEMENTS RELATIFS À LA TEMPÊTE  
DE VERGLAS SURVENUE DU 5 AU 9 JANVIER 1998

<b>1. Introduction</b>	
1.1 Mandat	534
1.2 Documents consultés	534
1.3 Rencontres	534
1.4 Généralités	534
<b>2. Commentaires sur le rapport TransÉnergie</b>	<b>535</b>
<b>3. Commentaires sur le rapport du Groupe Structures</b>	<b>536</b>
<b>4. Conclusions et recommandations</b>	<b>538</b>

## **1. Introduction**

Le soussigné est spécialiste dans le domaine des structures surtout concernant les problèmes dynamiques et sismiques. Il est co-titulaire de la chaire industrielle CRSNG/Hydro-Québec/Alcan, à l'École Polytechnique, sur la sécurité structurale des barrages existants en béton.

Le soussigné veut rassurer les membres de la Commission qu'il ne se sent pas en conflit d'intérêt car les travaux de recherche financés partiellement par Hydro-Québec sont de nature générique et touchent uniquement le domaine des barrages en béton.

### **1.1 Mandat**

Le soussigné a été mandaté le 22 décembre 1998 pour :

1. Lire certains rapports soumis à la Commission scientifique et technique et faire des commentaires pertinents ;
2. Soumettre de nouvelles idées pour l'avenir.

### **1.2 Documents consultés**

1. Rapport du Groupe Structures à la Commission en date du 18 décembre 1998 ;
2. Rapport de TransÉnergie en date de novembre 1998 ainsi que les annexes ;
3. La norme SN-40.1 d'Hydro-Québec en date d'août 1993 ;
4. Réponses aux questions de la Commission par Hydro-Québec en date du 28 septembre 1998.

### **1.3 Rencontres**

Une rencontre a eu lieu le 6 janvier 1999 avec M. Gilles Marinier, M. Franz Knoll et Mme G. McClure aux bureaux de la Commission, afin de clarifier certains points concernant les rapports soumis. Une présentation de ce rapport a été faite le 14 janvier 1999 à Montréal, aux membres de la Commission.

### **1.4 Généralités**

L'analyse de la situation pour expliquer les effondrements de lignes est complexe. Cela est dû à l'évolution dans le temps des normes de conception, des différents types de pylônes utilisés ainsi que la date de leur mise en service. De plus, ces différents pylônes ont été sollicités par des charges élevées mais néanmoins différentes. Il serait donc imprudent de sauter à des conclusions hâtives. Cependant, il est également irresponsable de conclure que cet événement était unique et ne se reproduira plus à l'avenir. Il est donc plus logique, malgré la faible probabilité de récurrence, d'être préparé sérieusement en cas de récurrence : inutile de rappeler que la probabilité nulle n'existe pas.

## 2. Commentaires sur le rapport de TransÉnergie

Ce rapport décrit plusieurs aspects reliés aux critères de conception des lignes et leur évolution.

1. La norme ACNOR C22-3 propose 12.5 mm de glace avec une pression de 0.385 kPa due au vent et un facteur de sécurité de 1.375. Cette norme était utilisée avant 1973.
2. La norme SN-40.1, dont l'entrée en vigueur est probablement en 1973, augmente considérablement les charges de glace à 45 mm mais réduit le facteur de sécurité à 1.1. Le résultat global pour les charges de glace, sans vent, est une sécurité accrue contre l'effondrement.
3. Les combinaisons vent et glace ainsi que les charges de débalancement sont introduites depuis 1973 par Hydro-Québec. La norme C22-3 ne faisait aucune allusion à ces combinaisons de charge. Cependant les effets de glace et vent, lorsque combinés, sont réduits. Or les informations météorologiques, incluses dans ce rapport, indiquent la présence de vents modérés pendant et après une tempête de verglas. La réduction des charges de glace combinées au vent devra être revue à la hausse à l'avenir.
4. Les pylônes sont conçus principalement en fonction des efforts de traction dans les conducteurs et les câbles de garde ainsi que les forces dues à la glace et au vent. Au départ, en excluant les conditions climatiques, les pylônes symétriques sont soumis à des forces balancées en provenance des conducteurs et câbles de garde. Or, les forces balancées ont des composantes verticales sur les pylônes. Lorsque les forces sont débalancées, il existe alors une composante horizontale en plus des charges verticales. Cela produit un effet non linéaire appelé P-Delta. La norme SN-40.1 considère une charge de débalancement correspondant à 30 – 50 % du poids de la glace sur un côté du pylône lorsque l'autre côté est à nu.
5. L'introduction des charges de débalancement et l'étude des effets torsionnels sur les pylônes est une excellente initiative. Cependant, à la lumière de ce qui a été observé durant cette tempête, ces critères devront être revus. D'ailleurs on indique dans ce rapport que près des charges limites, un faible débalancement de 5 % est suffisant pour causer la rupture du pylône. Cependant, avec 50 % des charges limites, un débalancement de 15 % (ce qui est plausible) pourrait entraîner la ruine du pylône. Avec l'effet du vent, ces limites sont encore inférieures.
6. Les analyses structurales et le dimensionnement des pylônes autoporteurs ou haubanés sont effectués en utilisant une théorie linéaire élastique. Ce type d'analyse ne tient pas compte des effets non linéaires, des mécanismes de rupture ainsi que des phénomènes dynamiques tels le galop. Hydro-Québec et ses consultants utilisent des logiciels tels que TOWERS ou DIATO basés sur un comportement linéaire élastique. Or, depuis le début des années 90, des logiciels commerciaux très puissants et qui tiennent compte des effets non linéaires et/ou dynamiques sont disponibles à coût modique. Ces outils deviennent indispensables pour comprendre les mécanismes de ruine incluant les effets torsionnels. Compte tenu de l'importance des lignes et les conséquences de leur effondrement, des analyses plus sophistiquées deviennent une nécessité.
7. Le rapport de TransÉnergie décrit les modes de rupture des pylônes et composants. Une référence à l'âge de la ligne et à ses composants aurait été utile ainsi que les types d'analyses effectuées lors de la conception. Le but n'est pas de trouver des coupables mais de mieux comprendre les mécanismes de rupture suite à un

événement exceptionnel. De plus, il faut se rappeler que l'effet de galop est différent avec et sans la présence de glace. On indique dans ce rapport la glace radiale avec et sans vent, mais l'effet de débalancement n'est pas inclus.

8. En ce qui concerne les conclusions, le rapport TransÉnergie indique que les charges de glace et vent ont dépassé la capacité de conception des lignes. D'autres phénomènes, tels le galop et le débalancement ont amplifié les dommages. Il est plus que probable que le débalancement des charges soit la cause de l'effondrement de plusieurs pylônes. Cependant « la revue des normes et pratiques de conception » suite à la tempête, telle que mentionnée dans le rapport, est rassurante à condition d'y donner suite. Il existe suite à un sinistre, un engouement de la part des propriétaires pour introduire des réfections à leurs bâtiments où à leurs structures. Parfois ces réfections ne dépassent pas le stade de la réflexion.

### 3. Commentaires sur le rapport du Groupe Structures

Ce rapport est dense et contient des critiques constructives. Cependant les auteurs ne cachent pas leurs frustrations quant à l'échange d'informations avec les ingénieurs d'Hydro-Québec. Cependant, des échanges techniques entre ingénieurs en septembre 1998 ont permis de clarifier certains points. Il serait souhaitable que cet échange se poursuive à l'avenir et que les membres de la Commission en fassent recommandation.

1. Il est mentionné, dans le rapport du Groupe Structure, qu'Hydro-Québec s'est privée d'une opportunité exceptionnelle de collecter des indices et d'élucider la nature des éléments déclencheurs de dommages. Il est de l'opinion du soussigné qu'Hydro-Québec saisira cette opportunité, lors de la révision de la norme SN-40.1, afin de déterminer à posteriori les mécanismes de rupture des différents pylônes effondrés et rapportés.
2. Certains tableaux du rapport indiquent que des pylônes se sont effondrés le 6 janvier 1998, soit le lendemain de la tempête. Il aurait été souhaitable d'avoir pour cette date les accumulations précises de glace et vent correspondants dans ces régions. Ailleurs dans ce rapport, on mentionne plusieurs lignes ayant subi des effondrements prématurés à des niveaux de charges inférieures à leur charges de conception. Il faut rappeler également que les phénomènes de galop et l'influence dynamique d'un bris de câble sur les pylônes adjacents, ne font pas partie des charges de conception.
3. Certaines lignes ont subi des dommages en cascade, d'autres n'ont pas subi de dommages malgré la glace accumulée au 9 janvier. Il n'est pas mentionné quel type de ligne est restée debout et pourquoi. Les portées entre les pylônes seraient-elles plus faibles par hasard? On mentionne également que les mâts haubanés de type GM sont vulnérables aux efforts de grands déplacements. S'il n'était pas possible de prendre en compte ces effets non linéaires lors de la conception de ces structures, il est désormais possible de le faire.
4. Il est mentionné que plusieurs centaines de kilomètres de lignes ont subit des chutes de phase (conducteurs au sol) et des chutes de câbles de garde sans dommage apparent aux structures. Dans l'esprit du soussigné ceci représente le mécanisme de ruine recherché et non l'effondrement du pylône. Le remplacement des pylônes effondrés est très long et coûteux.
5. On mentionne dans ce rapport l'historique des dommages antérieurs à 1998 sur le réseau. On remarque qu'entre 1956 et 1997, il n'y a jamais eu plus de 30 pylônes effondrés, ce qui laisse sous entendre un niveau de dommages acceptable et



contrôlable. Or la rupture d'un pylône est un élément sérieux à cause des conséquences que cela entraîne. Par ailleurs on remarque également dans ce rapport, indépendamment des modes de ruine, la présence de vents de l'ordre de 40 km/h avec la glace. La révision de la norme SN-40.1 devrait donc inclure avec la glace maximale permise un vent modéré, ces deux phénomènes étant indissociables.

6. Le Groupe Structures invoque le principe d'un « fusible » afin de limiter les dommages structuraux aux pylônes. Tout en étant d'accord avec le principe des « fusibles », il faut que la conception, la réalisation et la fiabilité éventuelle relative aux « fusibles » s'avèrent un succès. Ce concept devrait être étudié en parallèle avec les mécanismes de rupture des pylônes, ainsi que le développement d'autres avenues possibles pour la réfection de pylônes existants.
7. On mentionne également que plus de 2500 portiques en bois ont été détruits entraînant de long délais pour la remise en service. Il est surprenant de noter, dans les documents consultés, l'absence d'essais sur ces portiques afin de connaître leur résistance ultime ainsi que leur mode de rupture.
8. La rupture en cascade de longues sections devra être évitée en ayant plus de robustesse dans le système, car les pylônes en acier n'ont pas une ductilité importante pour dissiper l'énergie. Cette constatation est vraie. Cependant l'introduction possible de « fusibles » éviterait les ruines en cascade.
9. On mentionne dans ce rapport les mises à l'essai de prototypes pour les pylônes. Selon les opinions du soussigné, ces essais procurent un sentiment de sécurité faussé. Les concepteurs analysent parfois leurs structures en fonction de l'essai. Or les analyses élastiques linéaires n'indiquent pas le mode de rupture anticipé car les charges appliquées lors de l'essai ne sont pas représentatives de la réalité. L'objectif des essais est de s'assurer que le pylône puisse avoir 100 à 105 % de la résistance limite. Or, ce qui est prouvé, c'est que le pylône a une résistance correspondant aux chargements de l'essai. Un grand écart existe, cependant, entre l'essai et la réalité des charges climatiques. Par exemple, les effets non linéaires P-Delta et le glissement des boulons sont évidemment présents lors des essais mais pas dans les analyses. Quant à la nature dynamique de certaines charges (bris de conducteur, bris de câble, galop, etc.) elles ne sont considérées ni analytiquement ni lors des essais. D'ailleurs on mentionne dans ce rapport que les structures anti-cascades n'ont pas fait leur travail correctement car les phénomènes dynamiques ne sont pas arrêtés par ces structures. Il ne faut jamais oublier que les chargements dynamiques, en général, ont une action sur les structures en fonction de leurs caractéristiques dynamiques propres et non pas selon les désirs des concepteurs. Toute cette science est relativement récente et ne fait pas partie des outils des concepteurs de pylônes. Il est évident qu'à l'avenir « l'état-de-l'art » et « l'état-de-la-pratique » devront s'arrimer pour une meilleure préparation avant la prochaine tempête de verglas.
10. Le rapport fait plusieurs recommandations concernant les combinaisons glace/vent, les charges de débalancement et les effets torsionnels sur les pylônes. De plus, les pylônes anti-cascades devront être conçus en tenant compte des phénomènes dynamiques justement pour éviter les cascades. Le soussigné est en accord avec ces recommandations lors de la révision de ces critères. Cependant, il faut souligner qu'il était impossible, avant janvier 1998, de prévoir un dépassement des charges prescrites par la norme SN-40.1. Maintenant qu'on le sait, on ne peut l'ignorer. Il est facile de concevoir une nouvelle ligne avec des normes plus sévères. Là n'est pas le problème. Le problème se situe au niveau des pylônes existants qui pourraient à nouveau subir un verglas excessif, accompagné de vents modérés, dans des années futures.

#### 4. Conclusions et recommandations

À l'examen des normes d'Hydro-Québec, pour la conception des lignes, avant la tempête de verglas de janvier 1998, il aurait été illogique de proposer des modifications majeures, car il n'y avait aucune justification historique pour le faire. Par analogie, il n'y a aucune raison de revoir les normes de conception parasismique du Code National du Bâtiment tant qu'un événement majeur ne vient pas prouver le contraire.

Or depuis le verglas de janvier 1998, cet événement ne peut être ignoré car il pourrait se répéter au même endroit ou ailleurs. Il faudrait s'assurer de minimiser l'impact de ces phénomènes sur le réseau :

- en augmentant la résistance ou la ductilité des pylônes existants ou bien en introduisant des « fusibles » afin d'éviter leur effondrement ;
- en révisant à la hausse la norme SN-40.1 pour les nouvelles lignes.

Le soussigné a de la difficulté avec le principe de l'effondrement des pylônes à cause des délais que cela entraîne pour la remise en service. De nouveau, par analogie, le Ministère des Transports de la Californie (CALTRANS) s'est trouvé le 9 février 1971, suite au séisme de magnitude 6.5 à San Fernando (banlieue de Los Angeles) avec plusieurs viaducs et ponts effondrés. Depuis cette date historique pour CALTRANS, un programme efficace de réfection parasismique pour tous les ponts, viaducs et autoroutes surélevées a été introduit. De plus, les normes pour la conception de nouveaux ouvrages ont été révisées avec rigueur. Avant cette date historique, personne ne s'était objecté à la pratique courante de cet État. Avec son programme de réfection et ses nouvelles normes, CALTRANS a gagné la confiance des contribuables en limitant considérablement les dommages structuraux, lors des tremblements de terre de 1989 à San Francisco et de 1994 à Los Angeles.

Il serait donc important qu'Hydro-Québec entreprenne un programme majeur de R&D pour l'étude et la réfection des pylônes existants. Ce programme devrait s'échelonner, au niveau de l'exécution, sur plusieurs décennies. Ceci permettrait d'en tester l'efficacité lors des prochaines tempêtes et de s'ajuster en conséquence.

Le soussigné souhaite formuler les opinions qui suivent, en soumettant respectueusement quelques suggestions aux membres de la Commission, vu que cette Commission est technique et scientifique.

1. La Commission devrait souligner dans son rapport qu'il n'y avait aucune raison pour Hydro-Québec de modifier sa pratique pour la conception des lignes avant la tempête de janvier 1998.
2. La Commission devrait à la lumière de l'expérience de janvier 1998, recommander très fortement la révision des normes de conception des nouvelles lignes. Cette révision devrait inclure, pour les pylônes, des charges de glace et vent combinés plus élevées, des charges de débalancement plus critiques, les effets non linéaires, les phénomènes dynamiques et de nouveaux critères pour les tests sur les pylônes.
3. La Commission devrait recommander, pour les pylônes existants, une étude en profondeur concernant leur capacité ultime et définir par conséquent les mécanismes de rupture. Ces connaissances permettraient l'élaboration de techniques de réfection afin d'éviter l'effondrement de pylônes dans le futur.

4. La Commission pourrait suggérer la conception et la réalisation d'un « fusible » afin d'empêcher l'effondrement d'un pylône seul ou en cascade. À cette fin, les phénomènes non linéaires et dynamiques devront être considérés lors des analyses structurales. Des logiciels existent et à coûts modiques.
5. La Commission devrait recommander un examen *post-mortem* complet pour chaque effondrement de pylône, ou de ligne, dans le futur. Cet examen permettrait de déterminer les charges les plus probables qui ont causé la rupture ainsi que les mécanismes de ruine correspondants. Une opportunité pour corroborer le comportement réel avec les analyses avancées serait alors saisie.
6. La Commission devrait recommander que des tests soient entrepris, à l'IREQ ou ailleurs, pour déterminer les modes de rupture les plus critiques des pylônes en acier et des portiques en bois, afin d'évaluer et de tester par la suite l'efficacité des réfections envisagées pour les lignes existantes.
7. La Commission devrait recommander la formation d'un groupe de spécialistes afin d'étudier et d'implanter les réfections nécessaires aux lignes existantes. Ce groupe devrait se doter d'un comité aviseur externe indépendant, tout comme pour la sécurité des barrages à Hydro-Québec et à l'Alcan. La formation d'un tel groupe permettrait à Hydro-Québec d'avoir une expertise unique au Québec dans ce domaine. Cette expertise est exportable et accorderait à la société d'État une grande visibilité technique et un rayonnement international. La façon de créer ce groupe de scientifiques et d'ingénieurs, de modifier les normes et d'implanter les réfections nécessaires, pourrait faire l'objet de scénarios divers. Il faudra alors conjuguer volonté et budgets. Après tout, la question ne devrait pas être « *Avons-nous les moyens pour agir ?* » La question devrait plutôt être « *Peut-on se permettre de ne pas agir avant la prochaine tempête de verglas ?* »



annexe à l'appendice **1**

## **Versions originales anglaises**

**original en anglais du texte de Leslie G. JAEGER, ing.**

HALIFAX  
LE 29 JANVIER 1999

# **Observations sur le rapport présenté par le Groupe Structures**

Prepared for  
Commission scientifique et technique  
chargée d'analyser les événements relatifs  
à la tempête de verglas du 5 au 9 janvier 1998

en date du 18 décembre 1998

## Foreword

Because of time constraints and the mother tongue of the writer this commentary is being presented in English. A translation into French will be prepared if requested.

In the commentary the working document dated 18 December 1998 prepared by the Structures Group is referred to as the "Group Report". The commentary also makes reference to the report dated November 1998 of the TransÉnergie Division of Hydro-Quebec, which is referred to as the "TransÉnergie Report".

## History of Design codes and Standards used by Hydro-Quebec

Both the Group Report and the TransÉnergie Report give accounts of the evolution of design codes and standards used over the years by Hydro-Quebec (HQ), indicating especially how CAN-CSA C22.3, SN 46.1 and SN- 40.1 have been conceived and modified from time to time, and how the basic nature of the standards has swung towards limit states and the use of probabilistic concepts, notably that of the "return period" of an event.

The TransÉnergie Report asserts that the HQ Standard SN-40.1 is a more demanding standard than CAN-CSA C.22.3 (both the existing and proposed versions) as well as the standards used by Ontario Hydro and in the North-Eastern U.S.A. and gives tabulated comparisons to support the assertion. The Group Report agrees to some extent with this argument, but goes on to note that there are important load cases for which it would no longer be true that SN-40.1 would be the more demanding. Further reference is made later in this commentary to this important point.

Overall, it can be inferred that the two reports are substantially in agreement that SN-40.1 is a demanding standard for the load cases which it covers. There is also agreement (explicit or implicit) that load combinations which, as a result of the January 1998 storm, have been found to be very important need to be included, or more explicitly dealt with, in any revision of this standard. The TransÉnergie Report notes that SN-40.1 is indeed being reviewed at present, with a view to revision, but gives no details.

### **Probabilistic Considerations Estimation of the Return Period of the January 1998 Ice Storm**

The "return period" of a event, is by definition, the reciprocal of the probability of its occurrence in one year; thus if, for example, the probability of having freezing rain accumulation of a given thickness in one year is (say)  $p = 0.01$ , then the return period of that event is 100 years. For older designs in the HQ system the design climatic events may have a return period of 25 years, whilst for new designs it may be 50 years.

There is one aspect of the use of return periods in design codes and standards that is watched carefully; this is the possibility of a time-dependent gradual change in the parameters of the distribution from which the return period is calculated. For example, if the probability distribution of having freezing rain of a given thickness in one year is assumed to be log-normal, then the mean and standard deviation of the distribution may be obtained by well-established methods on the basis of data accumulated from the past, on the simplifying assumption that the probability distribution per se has been invariant over the period of collection of the data. If, however, the probability distribution is itself changing because of some long-term influence (such as global warming), then the mean and standard deviation, as calculated on the basis of an assumed invariance of the distribution, may be in error. Time-

dependent change in the parameters can lead to a «thickening of the tail" at the upper end of the distribution, with a consequent lowering of the estimated return periods of rare events.

The estimation of the return period of the January 1998 storm is assumed to fall within the scope of the Climatic Committee of the Commission and no doubt the findings of that committee will be carefully considered by the drafters of revisions to the design standards.

There is a comment in the TransÉnergie Report which bears on what has just been discussed. It is stated there that Environment Canada estimates the return period for covering a 25 mm diameter conductor with a 70 mm thickness of ice in the St-Hubert region to be greater than 1000 years, even if one includes the statistics of the January 1998 storm itself in the data from which the parameters of the probability distribution are derived, and that if one were to use the data base available in December 1997, the return period would be very much greater than 1000 years. The TransÉnergie Report does not give the basis upon which Environment Canada made its estimates, i. e., it does not say whether the parameters of the extreme value analysis were taken to be time-dependent or not.

On the basis of the statement made in the TransÉnergie Report it may be surmised that the January 1998 storm was a very rare event indeed, since even if a very conservative estimate of "thickening of the distribution tail" were to be allowed for, the return period would probably nevertheless be several hundred years.

#### **Probabilistic Considerations Adequacy of the Data Base**

The use of probability-based methods of design presupposes an adequate data base of past events from which the statistical parameters of a probability distribution may be derived with reasonable confidence. This is particularly the case when extreme-value analysis is to be used in order to estimate the probability of occurrence of very rare events, more especially when the statistical parameters of the distribution may themselves be time-dependent.

If the data base is insufficient the degree of uncertainty that attaches to the estimated values of statistical parameters may be such as to make the probability-based approach *per se* highly suspect in relation to design; in such a case it is preferable to use load cases for design that are credible on the basis of engineering judgment rather than based upon a certain probability of occurrence.

The writer of this commentary is aware of a divergence of opinion as to whether information on past ice storms in Quebec is sufficient, both qualitatively and quantitatively, to enable assessments of the probabilities of future ice storms of different intensities to be made meaningfully. Not having had access to the relevant data he is unable to give an informed opinion on the point and therefore, in the remainder of this commentary, makes suggestions which are relevant according to both scenarios.

#### **Structural Damage to Lines Caused by the January 1998 Storm**

Chapter 2 of the Group Report gives a clear account of the damages that were caused by the storm, and the general analysis of the situation that occurs elsewhere in the report provides very informative insights into several important aspects, including the following:



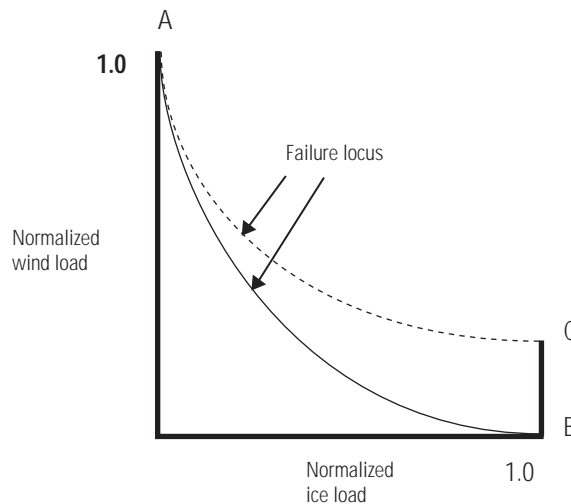
### a) Combinations of Ice and Wind Loading

There is clear evidence that damage is more likely to be caused by ice and wind in combination than by either one separately, and that an interactive failure locus would be significantly concave, as shown pictorially below in Figure 1 (please see the full line curve)

Fortunately, an analytical treatment of this effect is given in the TransÉnergie Report which makes it clear that if one starts at "full ice and no wind" the addition of a small fraction of the full wind, say 20%, can be accompanied by losses of 35% to 40% in the ice load that can be sustained. It is this pattern of behaviour that makes it so important for design standards to include load combinations to which the structure is particularly vulnerable.

In addition to the behaviour noted immediately above, the writer is of the opinion that whereas the load case of "full wind and no ice" is an appropriate one to consider the same cannot be said of "full ice and no wind". Given that the "full ice" condition may persist for some days it is appropriate to consider, along with the loading due to the ice, a loading due to a wind which can reasonably be expected to occur in such a time interval.

Figure 1



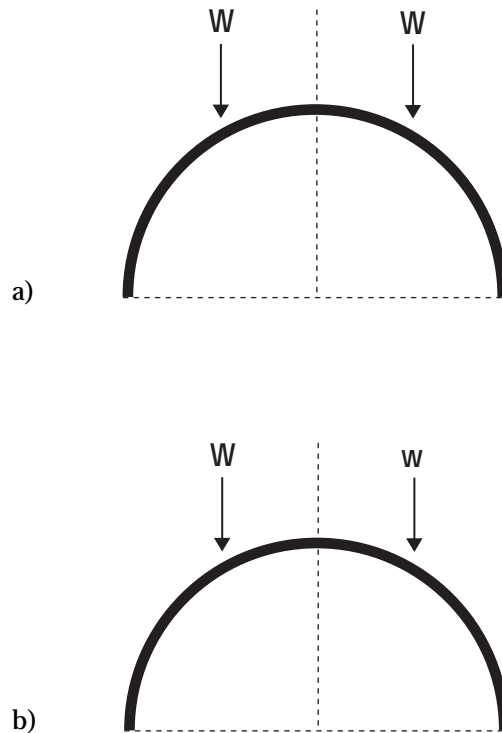
From a probabilistic standpoint it is important not to heap one very unlikely event upon another. Thus the wind that should be considered is the "expected" value, not an abnormal one. This combination of extraordinary ice and ordinary wind is shown schematically in Figure 1 by the point marked "C". The locus shown by the dashed line "AC" is believed to be more appropriate than "AB".

### b) Vulnerability of the Steel Lattice Pylon to Asymmetric Loads

There are some structures which, by their nature, are very happy when sustaining loads that are symmetric with respect to a central axis of symmetry of the structure itself, but very unhappy under asymmetric load. An example is a pinned slender arch shown under symmetric loading in Figure 2a) and asymmetric loading in Figure 2b).

Figure 2

Slender Arch under Symmetric and Asymmetric Loads



In this simple case the line of thrust under condition a) stays close to the arch line everywhere, so that bending moments are small. However, in b), where there is a large load  $W$  and a smaller load  $w$ , this is not the case; the bending moments are significantly larger and failure occurs relatively early. Clearly, the larger the overall load level (represented by  $W + w$ ), the smaller the fractional asymmetry (represented by  $(W - w) / (W + w)$ ) needed to cause failure.

It is again helpful that the TransÉnergie Report gives the results of just this kind of behaviour in the analysis of failure of steel lattice pylons, which are thus seen to be "asymmetry-vulnerable". In the case of a pylon, the asymmetry of load can arise from wind (both transverse to the line of the pylons and parallel to it), from differential shedding of ice on the two sides of the pylon, and from breakage of one or more overhead ground wires or conductors on the side of the pylon. The proposal in the Group Report to consider a loading  $W$  on one side of the pylon and  $(1 - \beta)W$  on the other side, with  $\beta$  being increased from zero, is excellent.

It is not surprising that the steel lattice pylons are vulnerable in this way. They are sometimes close to statically determinate (isostatic) i. e. they have relatively little structural redundancy and sometimes their compression members are simple angles having slenderness ratios in the ratio of 100 to 250. They are often analysed as "push-pull" frameworks with members in simple tension or compression and their collapse is usually accompanied by the dissipation of relatively little energy.

c) Collapse in Cascade

The Group Report does a fine job of describing and assessing progressive collapse. Given the vulnerability of the pylons as described above it is not difficult to visualize a "domino" or "cascade" type of ongoing collapse. A typical scenario might be that an overhead ground wire "lets go" and the resulting out-of-balance of longitudinal force, added to a possibly already existing lack of symmetry of load, may be sufficient to trigger the collapse of a heavily loaded pylon, with collapse in cascade then occurring.

In order to lessen the chances of cascade collapse the Structures Group make a number of recommendations which include the inclusion of "anti-cascade" pylons at intervals along the line and the use of "fusible" elements.

These recommendations are well conceived, as is also the recommendation of a "hierarchy of failure" which does not have the pylon in the lead-off role.

**Desirable Revisions to the Design Standards**

All of the recommendations of the Structures Group in the area of improving the design standards are worthy of close scrutiny. The writer of this commentary regards the following steps as highly desirable:

- a. that a review be undertaken of the available data base of past ice storm events in Quebec in order to establish whether probability-based design load cases are appropriate in the relevant design standards.
- b. that if the data base of past events is deemed adequate for the use of probabilistic methods, strategically chosen portions of the HydroQuebec network should be designed for loads based on a return period of 100 years, with a return period of at least 50 years being the norm for the remainder.
- c. that if the data base of past events is deemed inadequate for the use of probabilistic methods, design loads should be based upon realistic engineering judgment, in which case a radial thickness of ice of (say) 40 to 45 mm may be found to be appropriate.
- d. that the maximum thickness of radial ice determined in accordance with b) or c) should be deemed to be always accompanied by wind loading for a moderate wind of (say) 30 to 40 km/per hour.
- e. that drag coefficients be reviewed with the intention of upward revision, especially in the case of overhead ground wires.
- f. that design load cases should include carefully chosen ones that give asymmetry of load with respect to a pylon; a degree of asymmetry of about 20% may be found appropriate.
- g. that, in order to increase the robustness of the existing network and reduce the probability of major cascades of collapse, anti-cascade pylons designed in accordance with b), c), d), e) and f) above should be systematically introduced at intervals of perhaps ten pylons apart.
- h. that the Canadian Standards Association be requested to give full consideration to the Group Report before issuing its new version of CAN-CSA C22.3.
- i. that Hydro-Quebec, in addition to revising its own in-house design standard, take a leading role in bringing about, in company with other major utilities, a design standard or standards having wide support and acceptance across North America and beyond.

## Concluding Remarks

The Structures Group, led by Professor Johns, has produced a thorough and clearly written report, on which they deserve congratulation. The recommendations which they make are all well supported by the reasoning given and the data adduced.

It is also appropriate to acknowledge the value of the TransÉnergie Report in its entirety, and in particular of the analytical portions, which are complementary to and supportive of many of the conclusions of the Structures Group.

The stage now having been reached where a comprehensive assessment of the effects of the January 1998 storm is possible, it is encouraging to surmise that there is a good degree of consensus as to what happened then and what should now be done. In this process the Structures Group Report, with the TransÉnergie Report as a supplement, will be invaluable.

Respectfully submitted,  
L. G. Jaeger Ph.D., D. Sc., FRSE, P.Eng.

**original en anglais du texte de Hyde M. Merrill, PhD., PE**

JANUARY 13, 1999

# **Observations on Reports on January 1998 Ice Storm**

Prepared for  
Commission scientifique et technique chargée d'analyser  
les événements relatifs à la tempête de verglas  
du 5 au 9 janvier 1998

## CONTENTS

### OBSERVATIONS ON REPORTS ON JANUARY 1998 ICE STORM

<b>Section 1</b>	<b>Introduction and conclusions</b>	<b>553</b>
	Background	553
	Conclusions and Recommendations	553
	Reports Reviewed	554
<hr/>		
<b>Section 2</b>	<b>System design</b>	<b>556</b>
	Existing System	556
	Phase 1 Reinforcements	556
	Design Integrity	557
	Strategic Lines	557
<hr/>		
<b>Section 3</b>	<b>Event and restoration management</b>	<b>558</b>
	Restoration Crews	558
	Restoration Time	558
	Safety	559
	Outage and Restoration Management	559
	Lessons Learned	560
<hr/>		
<b>Section 4</b>	<b>Strategic risk plan</b>	<b>561</b>
	A False Argument	561
	Strategic Risk Study	561
	Reliability – Cost Trade Off Analysis	563
	Hedging Risks	564
<hr/>		
<b>Section 5</b>	<b>Recommendations</b>	<b>566</b>

### SECTION 1

#### **Background**

An ice storm of historic severity struck southeastern Québec from January 5 to 9, 1998. Massive damage included the loss of major transmission circuits feeding Montréal. It took two weeks to restore power to 90 % of the affected customers.

Hydro-Québec, its transmission subsidiary (TransÉnergie), and others have been studying the ice storm. In so far as transmission is concerned, the studies have concentrated on the equipment failure, on possible redesign of the transmission system to make it more robust, and to a lesser extent, on event management and restoration procedures.

Merrill Energy LLC was engaged to review the findings of a government-established commission with regard to system planning and operating issues and to make recommendations.

#### **Conclusions and Recommendations**

On the basis of documents reviewed, it appears that:

1. All EHV lines where icing was most severe were damaged and out of service, and that those that were not exposed to heavy icing were not.
2. System design standards are consistent with, and somewhat more stringent than, those of the Northeast Power Coordinating Council.
3. System operations personnel maintained system integrity in the face of massive line outages and loss of load.
4. The restoration efforts were effective (though the documentation provided is sketchy).
5. A two-phase transmission system reinforcement effort has been proposed. Phase 1 appears unlikely to prevent or mitigate the effects of another ice storm. Other proposals include introducing ice melting (which appears to be a good idea, if feasible) and other system reinforcements. There does not appear to be a consensus as to what needs to be done.
6. No formal risk analysis has been done.

This report recommends that:

1. To the extent meteorological data allows this, it should be verified that all of the lines subjected to mechanical overloading did in fact fail, and that all others remained in service. Exceptions either way should be documented and analyzed.
2. Restoration actions should be analyzed to determine whether they were in fact effective. Any lessons learned should be documented and new procedures implemented where appropriate. Certain apparent deficiencies should be corrected.

3. A true strategic system risk analysis and design should be carried out. This should include generation, distribution, and customer options as well as transmission options. The study should model uncertainty, it should measure and hedge risks, and it should meet broad social objectives such as cost and reliability.

### **Reports Reviewed**

These conclusions and recommendations are based on analysis of several reports related to the ice storm. In the balance of this report, these reports will be referenced by number.

1. **"Ice Storm Report Submitted to The Northeast Power Coordinating Council," TransÉnergie, January 1998.** This includes an extensive chronology of the major failures, a summary of the damage, and a brief review of the restoration process. The main conclusions are:
  - Extreme weather conditions caused extensive damage to TransÉnergie's network in southern Québec.
  - Internal and external resources were used effectively to restore service.
  - Although the damage was extensive, the interconnected system remained secure.
  - Effective communications maintained public confidence throughout the event.
2. **"Rapport sur la Tempête de Verglas de Janvier 1998," Comité d'Experts Mandaté par le Conseil d'Administration d'Hydro-Québec, July 1998.** This contains an evaluation by a blue-ribbon panel of eminently qualified experts, most of them from outside Hydro-Québec. They conclude that:
  - Long and extensive outages like the one of January 1998 are unacceptable. Every EHV line in the affected area was out of service during the storm.
  - Hydro-Québec's restoration efforts were effective.
  - Hydro-Québec has identified six projects that constitute the first phase of reinforcing the EHV network, mainly by closing loops and increasing interconnections in the Montréal area.
  - Hydro-Québec has outlined a long-term plan based on a set of strategic corridors constructed to withstand an ice storm like the one of January 1998. The objective is to guarantee supply to at least 50% of the load, with every 735-kV substation fed by at least one strategic line.
  - R&D efforts should concentrate on ice melting, undergrounding distribution circuits, preventing cascading tower failures, tower design methods to withstand mechanical shocks, and dealing with guard wires.
3. **"The January '98 Ice Storm – Report on Utility Performance," New York State Department of Public Service, June 1998.** This report by the regulatory commission staff in New York is extremely complimentary of the efforts made by Niagara Mohawk, which suffered the most extensive damage in New York, and other utilities. We will contrast Hydro-Québec's efforts with Niagara Mohawk's, not because the latter is necessarily better, but because it is different and the comparison is illuminating. In particular, the Niagara Mohawk damage was all on lines at 115-kV and below. Only the New York Power Authority had higher-voltage lines in the area, and they all failed.



4. **"Guide d'Application des Critères de Planification du Réseau de Répartition," Hydro-Québec, August 1996.** This report contains planning standards and criteria for reinforcing various types of transmission equipment. The emphasis is on electrical equipment and effects rather than mechanical problems such as those causing the line failures in January.
5. **"Les Critères de Conception du Réseau de Transport Principal," TransÉnergie, January 1998.** This report describes the system-wide standards in place at TransÉnergie. The most fundamental of these standards are word-for-word identical to those suggested by the Northeast Power Coordinating Council and in place in New England. There are a few minor exceptions. For instance, New England allows use of special protection systems (SPS) in testing normal contingencies. TransÉnergie allows these only for extreme contingencies.
6. **"Questions Adressées à Hydro-Québec . . . Audience Publique du 8 Octobre 1998," Commission Scientifique et Technique Chargée d'Analyser les Événements Relatifs à la Tempête de Verglas.** This document raises a number of significant questions in five areas:
  - Climatology: are the measures of ice build-up and measures of probability of reoccurrence of such events adequate?
  - Line structure: why did various line segments fail, and are surviving line segments ok?
  - System design: what needs to be done to strengthen the system's ability to withstand such a storm in the future?
  - Economics: how do economics enter into the decisions to strengthen the system?
  - Event management: how good was the planning, and how well were the various facets of outage and system restoration work managed?
7. **"Rapport" (Version préliminaire) préparé par le Groupe Réseaux électriques, Commission Scientifique et Technique Chargée d'Analyser les Événements Relatifs à la Tempête de Verglas, 3 décembre 1998.** This excellent report analyzes some 78 documents, including #1, 2, 4, 5, and 6 listed above. It discusses the failures of the various transmission and subtransmission lines, and describes the losses at the distribution level in less detail. Some weaknesses in the emergency plan and in its execution are notable.

It is remarkable that at this point, nearly a year after the event, there is practically no evidence of formal risk or failure analyses.

This report notes certain previously planned reinforcements that were accelerated opportunistically in the wake of the ice storm. The report does not claim that any of these would mitigate the effects of an identical storm in the future. The report endorses introducing proposed ice melting techniques and questions the usefulness of a proposed strengthening of the ties to the US. The report endorses strengthening the feed from Beauharnois to downtown Montreal and discards three other sets of proposals submitted by outside parties.

### SECTION 2

#### **Existing System**

Planche 4 and 5 of [2] show that almost every EHV line in the area most heavily iced was out of service. These lines were apparently out of service because they all suffered storm damage, and not because of breaker operations triggered by failures in other lines and substations.

Almost none of the lines outside the heavily iced area were out of service.

Report [2] questions the precision of the icing intensity "iso-icing" contours shown in planche 4.

But if the iso-icing contours are approximately correct, and if the out-of-service lines were damaged structurally, then the system appears to have withstood approximately what it was designed to withstand.

The questions raised in Thème B of [6] are very important, however. TransÉnergie needs to verify that all lines that should have failed did in fact fail, and that all lines that should not have failed, did not. Exceptions should be documented and should be studied carefully.

It is also important to know why the lines that suffered physical damage failed. For example, [7] lists 23 735-kV line failures. More than half were due to failures of shield wires. True, the shield wire failures were relatively short, but they represented more than a simple annoyance. Building stronger towers would be very expensive; stronger shield wires should be pretty cheap.

As another example, but outside the scope of this report, [7] noted that failure rates for distribution circuits differed enormously for different classes of construction.

The system operators are to be complimented for keeping the system from collapsing in the face of such massive transmission and load losses. It is not clear if these exceeded system design standards, however. The transmission and load losses appear to have been a sequence of non-simultaneous events, and the system is intended to survive more than one single contingency if there is operator adjustment between contingencies. There are no formal system design criteria that specifically address such a massive event.

#### **Phase 1 Reinforcements**

TransÉnergie identified six projects as the first phase of their movement to limit the effects of a future ice-storm [2].

A superficial look supports them as being nice ways to make the system even more robust in the face of normal contingencies.

There is no evidence presented to the effect that they will of themselves reduce the loss of load if the January 1998 ice storm happens again. If they are built to current standards, they would be expected to collapse just like the other lines did, increasing the repair bill? If they are built as "strategic corridors" and remain standing, they would be useless because they connect substations that are not fed by other strategic lines.

## **Design Integrity**

It is to be hoped that design of strategic lines will be done in an integrated and consistent way. For example, if ice-melting and mechanical means are used to reduce ice build-up, "anti-chute en cascade" provisions might not be necessary.

If a redundant over-design will be relatively cheap, then it should be done. But this issue should be considered and new line design standards should be developed very carefully to arrive at the correct cost/benefit point.

## **Strategic Lines**

The strategic lines concept needs to be studied carefully.

According to report [2], building a new line to strategic criteria will add only 15 % to its cost, but rebuilding an existing line might be very expensive.

If a new strategic line would not otherwise be built, then its cost is not just +15 % but rather than entire cost of the line. It is not clear from planche 10 of [2] how many of these strategic lines would be new, how many would be rebuilt, and how many of the new ones would be added in the normal course of events for normal purposes.

Planners need to ensure that the system would be able to satisfy 50 % of peak load (the objective, according to [2]), if these lines were built. In particular:

- If the non-strategic lines were all lost, as in January 1998, would the surviving strategic transmission system function, electrically?
- Although the Montréal-Québec zones show a looped system, they depend on a radial strategic line from Churchill Falls. Can we assume that the strategic line design is guaranteed to avoid mechanical failure of that link?
- A concomitant reinforcement would be needed for the lower-voltage networks. Historically, investment in distribution is much greater than investment in transmission: the distribution system is naturally much more expensive than the transmission system. This may not be as true for Hydro-Québec as for other utilities, because of the very long lines to Churchill Falls and James Bay. But if the necessary distribution and subtransmission investments are not made, then energized 735-kV substations will not help.

## SECTION 3

**Restoration Crews**

Report [3] gives considerable detail on how restoration crews were mobilized, borrowed from other utilities, and managed in northern New York. It would be useful to compare what Hydro-Québec did in this regard, but none of the reports provided gave enough information to allow this.

It is interesting that while [7] discusses the hard work of Hydro-Québec staff, of the Canadian military, and of construction companies who were contracted, it is silent regarding line crews borrowed from other utilities. Other utilities apparently provided equipment, materiel, and crews. Niagara Mohawk employed at peak 912 line crews, of which two-thirds – more than 600 – came from other utilities.

**Restoration Time**

In Québec [1] as well as in New York [3] the number of customers without service declined approximately exponentially from the peak number lost during the storm. Both the similarities and differences are interesting. Table 1 shows the half-lives of number of customers without service.

Table 1

Customer Restoration Time		
% Restored	Québec	Niagara Mohawk
First 50%	2.5 days	6.0 days
Next 25%	2.7 days	4.5 days
Next 12.5%	5.0 days	3.0 days
Next 6.25%	4.5 days	2.0 days

Both systems took about 15 days (slightly less in Québec, slightly more in New York) to restore service to all but about 6% of lost customers.

In New York it took nearly three times as long to restore service to the first 50% of customers. This may reflect the fact that the area affected in New York was almost all rural, without any large cities. Perhaps the restoration effort in Québec concentrated on the cities first, where dependence on electricity is greater and where modest efforts could restore many customers rapidly.

As Québec's more remote customers were restored, however, the restoration half-lives increased to levels higher than in New York. It would be interesting to know why. Did efforts slack in Québec, or were crews released earlier? Niagara Mohawk's total crews reached 1,200 by January 17 and did not begin to decline until January 24. By then almost 90% of their customers had had service restored.

## **Safety**

Report [7] notes that a safety committee was set up by January 12. This seems late.

At Niagara Mohawk, the mobilization of the Safety Department started soon after the company's T&D work force. On January 9, Niagara Mohawk's first daily safety/progress report was issued. At the nightly status meetings, safety was the first issue addressed. The Safety Department provided training and oversight to restoration crews. On the other hand, Niagara Mohawk reported one fatality (a tree-trimming contractor fell out of a truck when it slipped on the ice) and two injuries requiring hospitalization. The reports examined do not seem to address the safety record in Québec.

## **Outage and Restoration Management**

Report [3] contained a more detailed evaluation of the New York outage and restoration management effort than is available in the Québec documents, making direct comparisons difficult. It would be interesting to know the extent to which Hydro-Québec did some of the things done by Niagara Mohawk (and by New York State Electric and Gas, who also lost customers):

- Emergency plans were in place and utility staff had been trained to deal with such an eventuality.
- The real-time management, including decentralization, worked well.
- Materiel and manpower resources (including extensive use of crews from other utilities) were adequate and were well managed.
- Safety was a primary concern, with daily safety training.
- There was good cooperation with civil authorities, road-clearing crews, and telephone and cable utilities, although some cables were cut that might have been saved.
- There was good public communication and general support from utilities, including identification of and daily contact with customers on life-support systems, provision of dry ice, etc.
- The trouble-call system had adequate capacity and was well staffed. (Report [6] questions whether this was the case in Québec.)
- Billing and non-payment shut-off were suspended.
- Conscious efforts were made to limit environmental damage, e.g., from leaking transformer oil.

Some of the technical instructions noted in [7] were surprising. One would have expected that this kind of material, apparently produced during the event, would have already been available and that crews would have been trained accordingly.

## **Lessons Learned**

The lessons learned section of [1] is sketchy with regard to event and restoration management. It refers to:

- Increasing safety,
- Improving ice detection,
- Improving de-icing of conductors and ground wires, and
- Establishing better coordination with the distribution division.

Presumably the first and last of these four items apply to the restoration effort. Events like this one can be wonderful (though very expensive) learning experiences. It is hoped that a much more extensive introspection has been made to determine how such events can be better managed and how restoration can be improved. It is hoped that if any procedural weaknesses are identified, steps will be taken to correct them.

SECTION 4

**A False Argument**

The strategic response described in [2], and regarded without favor in [7], seems to be based on the following logic:

*In the ice storm, the transmission system failed, causing extensive loss of load.  
We cannot afford such extensive loss of load.  
Therefore, we should make the transmission system stronger.*

This argument is false: the conclusion does not follow from the premises. The conclusion may be true, but this has not been demonstrated.

In fact, even the second premise may not be true: it may be that the social costs of preventing 50% of such a loss of load (an announced goal) are greater than the social costs of enduring it from time to time. The premise may be true, but this does not appear to have been demonstrated.

Before charging off to spend a billion dollars or so of Québec's money, Hydro-Québec should do a strategic risk study.

**Strategic Risk Study**

The attention of the province is on the electrical system. The confluence of reliability problems demonstrated by the ice storm and the global movement toward competition represent a unique opportunity to do a major system redesign – much broader than a transmission reinforcement. This redesign may depart radically from the procedures and standards that have evolved elsewhere and that have been adopted over the years by Hydro-Québec. In particular, it should address risks of with major system failures.

Such a study should recognize and maximize the benefits of the existing infrastructure – the investment in generation, transmission, distribution, and customer equipment are important resources, as are the existing institutional, legal, and professional systems. But Québec's world-renowned hydro and transmission systems may be liabilities instead of assets if they unduly bias the analysis to consider only transmission options.

Risks and uncertainties would be central to such a study. They need to be assessed properly and ways found to hedge them, where possible.

For rare events probabilistic models may be inappropriate: their true probabilities may not be known. Even when they are known, the law of large numbers says that the frequency with which rare events actually occur may have little relation to their probabilities. For such events scenario analysis, without attaching probabilities, may be preferred. For instance, it has been claimed that weather patterns for the past 100 years have been unusually stable. If this is true, it would be well to consider even more extreme situations than the January 1998 ice storm, without attaching a probability to their occurrence.

Table 2 is a list of some scenarios that might be used to assess the strategic risks of Québec's power system. Most of these are self-explanatory.

Table 2

Strategic Risk Scenarios	
Ice storm/blizzard	EMF hazards
Flood	Staff loss
Earthquake	Material shortages
Loss of dams	Communications lost
Sabotage	Imports lost
Fires	Solar flares
Airplane crashes	Miss-control

EMF hazards refers to the possibility that it is demonstrated conclusively that electromagnetic fields are harmful, requiring that EHV transmission lines be operated at lower voltages. This would reduce their transfer capability.

Key technical staff might be unavailable because of epidemics, social unrest, or better economic opportunities elsewhere. Loss of communications might occur because of natural disasters, computer bugs, or viruses. As power systems evolve, they become more dependent on complex control and protection schemes. Misoperation of these systems has contributed to or caused a significant fraction of loss-of-load events in North America.

The studies done in Québec in 1998 focused almost exclusively on transmission and distribution hardware. A strategic risk study should consider a wide range of options (Table 3).

Table 3

Strategic Options	
Do nothing	Underground transmission
Ice melting	Underground distribution
Operator training	Other transmission options
Field training	Gas turbines downtown
Strategic corridors	Distributed generation (rural)
Prearrange backup	Alternate feed to Montreal
Strengthen guard wires	

For instance, special operator or field personnel training might be more effective than building new lines in protecting against the effects of sabotage, shortages, loss of staff, and certain natural disasters. Apparently some customers in the Ottawa-Hull region were without power for a couple of days in 1998 while arrangements were made and carried out for isolating that part of the Hydro-Québec system to Ontario Hydro – prearranging this backup would have reduced this time.

Under "other transmission options" we include deliberate use of relatively fragile but easily fixed components that may be preferable to expensive systems that are also expensive to repair. Strategic spot reinforcements (e.g., strengthening spans that cross roads) might improve restorability. Improved coordination with telephone and cable utilities might reduce costs and improve reparability.

Installing a few emergency gas turbines or diesels in Montréal and Québec might be cheaper and more robust than rebuilding thousands of kilometers of transmission. For suburban and rural folk use of small backup generators could be simplified. There are technical and safety issues that need to be resolved – to which adequate attention has not been given – to support such systems in neighborhoods or in individual homes, businesses, and farms. Hydro-Québec might own and maintain these systems.



It is unlikely that any single option would optimize the reliability-cost trade off. The best strategic solution is likely to be a carefully crafted combination of several of them. Furthermore, the list of options presented in Table 2 is intended to be illustrative rather than complete.

### Reliability – Cost Trade Off Analysis

Meeting the social objectives of the electricity sector is the purpose of a strategic risk plan. Minimize cost, of course – and investment, as well. Protect the environment (forgive the environment for not sparing us, last January!). Reliability is important for an energy form that is as versatile and universal as electricity – but reliability as seen by the customer, considering all the options that are available. Independence – reliance on local technology and primary energy – is probably valuable for several reasons.

Techniques are available for minimizing risk for single-objective (optimization) problems.<sup>1</sup> Multiple-objective risk techniques have also been developed. Trade-off analysis is probably the easiest to use and the most intuitively satisfying.<sup>2</sup>

To show how this is done, let us focus on two objectives: maximizing reliability and minimizing cost.

There are many measures of reliability. These include probability of loss of load, expected unserved demand, number of customers out of service, average length of outage, etc. For purposes of illustration, we will minimize "Customer-days of outage:"

$$\text{Customer-days of outage} = (\text{number of customers out of service}) \\ \times (\text{average length of outage}).$$

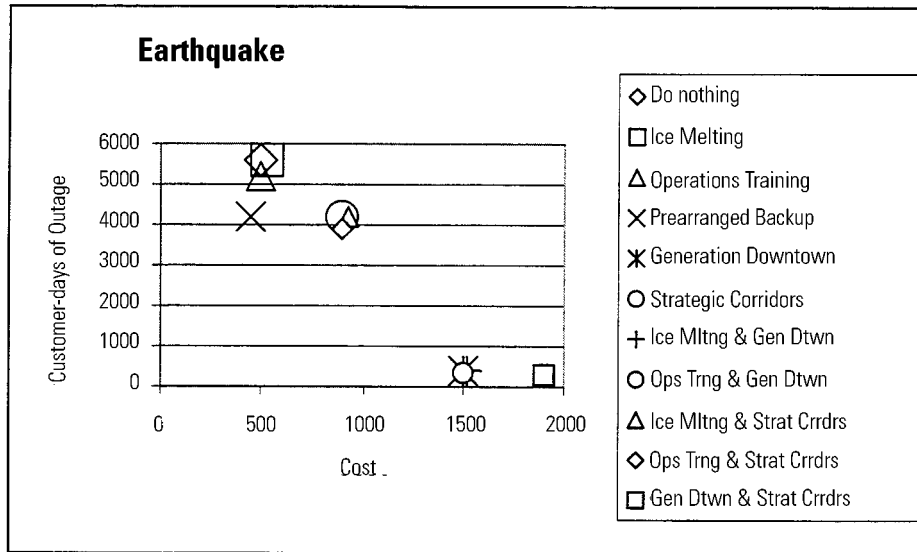
Costs include capital costs, operating costs, and external costs that are born by customers and others without entering the books of Hydro-Québec. These do not include outage costs – these are difficult to monetarize. It is precisely because of this difficulty that we measure reliability separate from costs. For purposes of illustration, we will add to the capital costs the present worth of operating and external costs.

For a given scenario, the reliability and costs associated with each option or combination of options are estimated. Estimating the costs is relatively easy. Though have not yet developed reliability models of this type, knowledgeable technical people, combining history and knowledge of the behavior of the system, could come up with reasonable reliability estimates.

- 
1. See, for instance, "Deregulation, Privatization, and Competition: Transmission Planning under Uncertainty," to appear, *IEEE Trans. Power Systems* (T. De la Torre, *et al*), and "Techniques for Power System Planning Under Uncertainty," CIGRE TF 38-05-08 Report, November 1998 (P. Sandrin, Convener, *et al*).
  2. This has been widely documented in the technical literature, for example: "The Trade Off/Risk Method: A Strategic Approach to Power Planning," Energy Series Paper No. 52, The World Bank Industry and Energy Department, Washington, DC, May 1992, (E. Crousillat and H. M. Merrill), and "Risk and Uncertainty in Power System Planning," 10th PSCC Conference, Graz, Austria, August 1990, and *Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 13, No. 2, April 1991, (H. M. Merrill and A.J. Wood).

Figure 1

**Cost-Reliability Trade-Off, Earthquake**



In Fig. 1 we compare six of the Table 3 options, plus five combinations of two of these options. The numerical values of cost and reliability, in this and succeeding figures, are for illustrative purposes only and are not intended to represent reality.

"Prearranged Backup" dominates the options and combinations above it and to its right: it is cheaper and at least as reliable as these others are. "Operations Training + Generation Downtown" dominates the choices to its right: it is cheaper and just as reliable as these others are. Choosing between "Prearranged Backup" and "Operations Training + Generation Downtown" requires trading-off a cheaper but less reliable solution against a more expensive, more reliable one. Or perhaps a new combination, involving a combination of prearranged backup, operations training, and generation downtown would be toward the lower-left corner of the graph and would represent a reasonable compromise between cost and reliability.

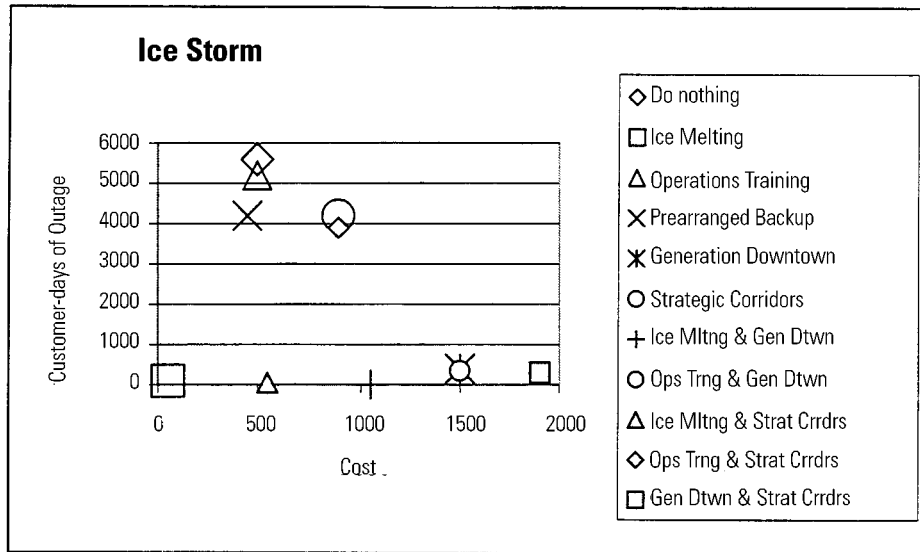
Evaluating these tradeoffs, considering the relative increases in cost which accompany an increase in reliability, is the proper way of determining how much reliability society can afford.

**Hedging Risks**

This analysis needs to be repeated for each scenario. It may or may not be that the plans in the lower left (low cost, high reliability) are the same for each scenario. Contrast Fig. 2 with Fig. 1, for example.

If the same plan is attractive for each scenario (low cost, high reliability), then it is called robust: no matter what scenario materializes, this plan gives the right balance between cost and reliability. If no plan is robust, then the ones that are the most robust (they are attractive for the largest number of scenarios) are studied further. Hedges or modifications are made to increase their robustness without unduly increasing their cost or decreasing their reliability.

Figure 2  
**Cost-Reliability Trade-Off, Ice Storm**



## RECOMMENDATIONS

### SECTION 5

The previous sections have identified issues that should be considered in the aftermath of the January 1998 ice storm. Questions have been asked, problems have been identified, and suggestions made.

We summarize three major recommendations that seem to overshadow the rest.

1. Verify that lines that were overloaded past their design standard failed, and vice versa. Document and analyze exceptions.
2. Provide more information about event and restoration management and lessons learned, and implement improved procedures where appropriate.
3. Carry out a true strategic risk analysis, including generation, distribution, and customer options as well as transmission options. Model uncertainty, measure and hedge risks, and meet broad social objectives such as cost and reliability.

**original en anglais du texte d'Alain H. PEYROT, PhD, PE**

JANUARY 6, 1999

# **Commentaires sur le rapport du Groupe Structures**

**Préparé pour la  
Commission scientifique et technique chargée  
d'analyser les événements relatifs à la tempête de verglas  
survenue du 5 au 9 janvier 1998**

Rapport du 18 décembre 1998

## 1. Scope

This report was prepared at the request of Mr. Gilles Marinier of the Commission Scientifique et Technique Chargée d'Analyser les Événements Relatifs à la Tempête de Verglas Survenue du 5 au 9 Janvier 1998. The request was dated December 21, 1998.

While I can read and communicate in my native French language, I have elected to write this report in English as I find it much easier to write in English when dealing with technical aspects of electric power line design.

On December 21, Mr. Marinier sent me the following four documents:

1. Rapport du Groupe Structures (Dated December 18, 1998)
2. Spécification technique normalisée No. SN-40.1 – Critères de conception des lignes de transport et de répartition (Dated August, 1993)
3. Effets et conséquences sur les lignes de transport de la tempête de verglas survenue du 5 au 9 Janvier 1998 – Rapport détaillé – Diagnostic des dommages (Dated November 1998) – Préparé par TransÉnergie
4. Effets et conséquences sur les lignes de transport de la tempête de verglas survenue du 5 au 9 Janvier 1998 – Rapport détaillé – Diagnostic des dommages – Annexes (Dated November 1998) – Préparé par TransÉnergie

I was asked to review and comment on the above four reports, to prepare this report with my technical conclusions and to participate in a meeting with the Commission during January 1999. Because the four reports are the sum total of all the information I have received regarding the failures which occurred in January 98, my comments are limited to the information contained in these four reports. I have not seen anything else beyond the information summarized in the four above-mentioned reports.

My qualifications to provide comments on the various documents are described in a copy of my Curriculum Vitæ which is included in Appendix A. Of particular interest are:

Research in area of broken conductors, broken insulators and transmission line cascading (Publications 28, 29, 31, 40 and 41).

Research in area of wind engineering (see Publications 16, 18, 21, 22 and 53).

Development of analytical methods for the nonlinear analysis of transmission structures and systems (27, 28, 30, 33, 37, 47, 50, 54, 66, 80, 84 and 88).

Research and development in area of Reliability-Based Design Techniques for transmission lines (see Publications 43, 44, 46, 48, 49, 51, 52, 64, 67, 69, 70, 71, 79, 85 and 87).

Participation in the development of several US Guides and Standards for the design of transmission lines and transmission structures (Publications 56, 72, 73, 83, 89, 90, and 91 – see also Section H on Professional and Technical Associations). A special mention is made of the American Society of Civil Engineers (ASCE Manual 74) Guidelines for Electrical Transmission Line Structural Loading published in 1991. This ASCE document is somewhat similar in scope to Hydro Quebec's Standard SN-40.1 and is referred to several times in this report.

Involvement in transmission line failure investigations (see Section G.4).

Development of software for the design of transmission line structures and systems (see Section G.5). This software is currently used by electric companies in over 45 countries and is the most widely used throughout North America.

## 2. General Comments

2.1 Except for damage from major hurricanes in the Southeastern United States, I am not aware of any climatic event that has caused more transmission line failures than the January 98 ice storm in Quebec. These major disasters, which occur only a few times during a century, fully test our systems and the design assumptions upon which they are built.

2.2 Extrapolation from a few years of satisfactory experience is not always possible. For example, there is no statistical or scientific method that could have predicted, based on only two major Hydro-Québec cascades over the past 40 years (30 towers in 1969 and 30 towers in 1973, both in mountainous areas), that dozens major cascades (such as the 18 major steel tower cascades and the 37 major wood H-Frame cascades) could occur during a single ice storm event in relatively flat areas of the Province. Past experience, as expressed by the suggestion that extreme icing events rarely cover the space of more than 20 towers (Item 3.6.3.2 of the SN40.1 Standard) could not be counted on to envision the magnitude of the January 98 event. The SN40.1 statement "Lors d'une tempête de pluie verglaçante étendue, la précipitation maximale s'étend rarement à plus de quelques kilomètres et peut couvrir jusqu'à 20 pylônes" is clearly misleading and should be removed from the specification. Table 5 and its impact on the corresponding strength factors of Table 6 may be reconsidered.

Up to this date, there is still no sufficient prior statistical data to extrapolate from. One cannot predict extreme events that occur only once or twice in a century from only a few data points from a few years of observation. One cannot say with confidence that the January 98 ice storm was a 100 year event, a 500 year event or a 5,000 year event. Prudence dictates that future designs anticipate the re-occurrence of the weather conditions that occurred during January 98.

2.3 Some of the general Reliability Based Design (RBD) concepts implemented in Hydro Quebec SN40.1 Standard have also been promoted in the US by ASCE Manual 74 and in other countries by the International Electrical Commission Report IEC 826. These RBD concepts have been the subject of considerable academic interest and research over the past 25 years. Unfortunately, as with many academic efforts, the elegance of the mathematical theories and the belief that everything can be quantified precisely often conflict with reality. We have become aware that credible statistical data and sufficient knowledge to model loads and failure propagation are often not available to justify detailed RBD-based design procedures. In fact, this is one of the reasons why the ASCE Manual 74 Committee will probably de-emphasize the RBD portion of its Manual in its upcoming revision.

2.4 The current edition of ASCE Manual 74 recognizes that some wind occurs either simultaneously or immediately following an icing event. Therefore, the extreme ice condition to be considered according to Manual 74 is a 50-year (or higher) extreme icing event together with a reduced wind equal to 40 percent of the 50-year wind. The logic for that recommendation is shown in Appendix B. Had Hydro Quebec adopted the same approach in its SN40.1 Standard, winds in excess of 50 km/h would have been considered together with extreme icing events such as the 45 mm radial ice in Zone 1 (Table 13 on page 45 of SN40.1).

- 2.5** The revised ASCE Manual 74 (expected to be published in the year 2000) will base all its wind load calculations on wind gusts (largest 3 second average) with a 50 year or larger return period. This is consistent with the latest standards for buildings and other structures in the US (ANSI Standard 7-95). Using the gust wind as the starting reference is a radical departure from the current US methods which use the fastest mile wind (a fastest mile value is similar to the largest 1-minute average during a storm) or from the SN40.1 standard which uses the largest 10 minute average. The consensus in the US and in many other countries is now that, with the exception of established winter winds, most of the extreme winds which are potentially damaging to transmission lines are short duration gusts from downbursts or thunderstorms. Such gusts bear little correlation to averages measured during the same storms over minutes. Since wind gusts are the quantities that should be used directly for the design of towers, poles and frames, with some reduction factors for the design of conductors and ground wires to account for the lack of gust correlation along the spans, the gust is the value which is now focused on when collecting wind data. Therefore the uncertainty that exists in extrapolating actual wind loads from measured averages over minutes is expected to be reduced with the new approach. This discussion on wind averaging is mentioned here, not because it has any bearing on the wind issues related to the January 98 ice storm, but because it may be an opportune time for Hydro-Québec and other electric companies in North America to harmonize their design wind load criteria.
- 2.6** While RBD concepts have been useful in certain areas (for example as a way to achieve similar reliabilities with different materials, like preventing wood designs to be less reliable than steel tower designs as is often the case), there is consensus that the calculation of a Probability of Failure is beyond reach. There are simply too many uncertainties involved between the characterization of the random climatic event, the quantification of the transfer functions between the climatic event and the structural system response, and the system response itself. Our limited investigation of this matter has indicated that actual Probabilities of Failure could vary by factors in excess of 100 depending on the situation. Therefore, any cost optimization such as illustrated in Annexe D of the SN40.1 Standard is hard to defend. This is not to say that basing designs on estimated 50 to 500 year events is a bad decision. What we are saying is that the so-called economic optimization should not be used as an argument to defend the selection of the 50 to 500 year return periods as design values.
- 2.7** The assertion that Hydro Quebec design criteria are generally more severe than those used in the Northeast US (Page 11 of TransEnergy report) is probably true. Our general impression is that if the January 98 ice storm that occurred in Quebec had covered a similar area of the Northeast US, the damages would have been just as severe, if not more severe.
- 2.8** Failure investigation is a complex task that clearly could not get done properly in January 98 due to the magnitude of damage, inclement weather, lack of preparation and prioritization given to restoration. It is obvious that the triggering mechanism of many of the failures and the nature of their progression will never be known. Hydro-Québec might have benefited from having standby failure investigation teams such as described in the Failure Investigation Section of the ASCE Manual 74. Such teams are always on standby in the US for immediate Earthquake or Hurricane investigations. Hydro-Québec lost a great opportunity to learn more about line behavior under ice. Portions of the ASCE Manual 74 Section on Failure Investigation is reproduced in Appendix C of this report. As stated in the ASCE document, "The art of transmission engineering has been advanced by engineers who were determined to understand what had really happened at these questionable failures and uncovered the corrections needed to prevent recurrence..."



**2.9** One approach used by many US utilities to minimize the time required to restore power is to stock so-called "emergency structures". Emergency restoration systems generally include guyed structures made of light weight aluminum modular masts that can quickly be transported and erected. Such structures are also used for temporary by-pass during upgrading or repairs of existing lines. Their design is often standardized so that groups of electrical utilities can pool their emergency structures in case of need, yet each utility needs not have a very large stock of them. Emergency structures can be erected in a few hours. While it is clear that no reasonable amount of emergency structures would have covered the needs of the January 98 storm, the option of stocking such structures should be looked into. It should be noted that, out of the three major world fabricators of emergency structures, one is located in Québec.

### **3. Specific Comments on Structures Group Report**

This section includes our comments and conclusions regarding specific items in the Structures Group Report.

**Note:** Numbered sections shown in bold characters are the numbers used in the original Structures Group report.

## **PARTIE 1 TRANSMISSION**

### **Partie 1 Section 1.6**

"Les membres du Comité Structures auraient souhaité recevoir un inventaire détaillé des lignes de transport faisant état de chaque type de ligne en service sur le réseau incluant la résistance au verglas de chacune d'entre elles". This would have certainly been very useful, but it would have required considerable engineering efforts which understandably could not be spared during the restoration period. However, TransEnergie did provide some of that information in Appendices E and F of the Annex of their report.

### **Partie 1 Section 2.1.1.4**

"La Commission n'a pas été convaincue que les accumulations de glace radiales rapportées by HQ sur sa carte d'isovaleurs représentaient les observations faites sur les câbles". The lack of precise information regarding ice thickness is a real problem regarding whether the lines were able to actually support their design loads. According to Section 3.1.2.1 and other parts of the TransEnergie Report, there is considerable variation in results depending on the methods used to determine an equivalent radial thickness and also considerable variation between measurements made at nearby locations. Therefore, drawing isolines such as shown in grey on the map of Appendix M must have been based on very broad assumptions. It appears from Table 14 of Section 3.1.2.1 that only one equivalent thickness (65 mm) has been actually measured on a cable, but the extent of the 75 mm isoline covers a large area directly south of Montreal. The reader should therefore be cautioned that this is an area where equivalent radial ice thicknesses in excess of 75 mm could have occurred, but not where such thicknesses actually occurred.

Partie 1  
**Section 2.1.2.1**

This section includes descriptions of failures in steel tower lines. It is interesting to note that 18 of the failures could be described as cascades, i.e. failures which include more than 10 towers. In line cascades, it is often extremely difficult to determine what was the trigger mechanism.

Therefore, except for a few obvious cases, one should assume that we will never know what happened first. The fact that so many cascades occurred indicates that something should be done in the future to prevent or limit cascading.

The unique feature of severe icing events is that they impose very large load on: 1) the entire conductor subsystem (including strain insulators and hardware), 2) the entire ground wire subsystem and 3) all the angle structures. Any defect in the thousands of components that make up these subsystems can trigger a cascade failure. Therefore, without a detailed investigation (which is no longer possible in most cases), we will not know whether the failures were caused by loads in excess of the design loads (from the standards) or defects in design or material.

Partie 1  
**Section 2.1.2.2**

Wood frames have shown much smaller reliabilities relative to steel towers. It is a known fact that, in North America, traditional design methods for wood pole lines (including frames) according to the NESC code in the US and the similar ACNOR code in Canada, result in wood lines being much less reliable than lines supported by steel or concrete structures. In hurricane situations, it has been demonstrated that much larger fractions of the population of wood structures failed compared to failed fractions in populations of steel or concrete components. The Quebec ice storm demonstrated once more that this is true. Reasons for this have been the reluctance of the industry to derate ultimate wood bending properties to low exclusion limit values (this is the problem in the US) or the reluctance to increase loads to values higher than have been traditionally used. The frequent reference by the Structures Group to design values based on artificial numbers dating back to more than half a century is a clear indication that the industry has not been able or willing to face the fact that wood components may be less reliable than components made of other materials.

Another problem with most longitudinally weak flexible H-Frame construction (and here the problem is also true of steel or concrete H-frame) is that there is almost no resistance to cascading under ice. The combination of weak longitudinal strength, large longitudinal flexibility and large vertical loads under ice which in turn caused significant longitudinal P-Delta effects, almost guarantees cascades without intermediate stop structures.

Partie 1  
**Section 3.2.1**

This is a very good discussion of the differences between what really happened and what would preferably happen according to the "preferred" sequence of failure or according to the concept of security (robustness). According to the "preferred" sequence of failure, some tangent towers should have failed under heavy vertical load or the combination of ice and wind. These original failures should not have propagated past a few structures beyond the one which failed initially, either because the cables would have remained unbroken or the cascade would have been stopped by energy dissipation in a few failing components.

Partie 1  
Sections 3.2.2 and 3.2.3

"Quant à la calibration par les lignes existantes, on peut dire que leur longue histoire de performance a connu une fin abrupte en Janvier 1998". One could not say it better. This is absolutely right.

"Des expressions quantitatives, tel un taux de fiabilité, n'existent pas actuellement..." This is also absolutely right and will remain so in our lifetimes.

Our ever increasing dependance on electricity, our ever increasing expectation that the electricity supply should not be interrupted and the ever increasing litigious nature of our societies will make it impossible to justify our design decisions with some simple economic optimization.

Partie 1  
Section 3.2.4

This section provides a very good review and discussion of the SN40.1 design specification.

Page 23 "L'hypothèse d'indépendance du vent et de la glace n'est pas justifiée". Even if the two phenomena, wind and ice, are assumed independent, one should consider some wind acting on the extreme ice. The wind value in ASCE Manual 74 (40 percent of extreme) did assume independence. We agree that some wind should be included with the extreme ice.

Page 24 "Toutes les prescriptions de conception touchant à la sécurité structurale comprennent un facteur de calibration dont la valeur se situe, selon le cas, entre 1.1 et 1.5". This is actually taken into account by SN40.1 for the design of the conductor subsystem (conductor, ground wire, splices, strain insulators, hardware) where tensions are limited to 75 percent or less of ultimate ( $0.75 = 1/1.33$ ). It is also taken into account for angle structures with the strength factor of 0.8 ( $0.8 = 1.25$ ) and with the fact that angle structures are rarely used for the maximum angle for which they were designed.

Page 25 "ce sont d'abord les pylônes d'alignement puis les pylônes d'angle qu'il faut sacrifier en premier". This makes sense. The failure of a tangent structure should not normally result in a cascade as the mechanical tensions in the cable system are maintained. However the failure of an angle structure or a dead end structure will result in large imbalances in the cable system most likely to result in a cascade. An early failure in the cable system is also not desirable as it will cause subsequent failures of tangent structures. One situation, however, where the conductor might be designed as a weak link is in remote mountain areas where structure reconstruction is very expensive or in the case of a large river crossing.

Page 26 "les accumulations de verglas sur les câbles de garde ont été sensiblement plus massives que sur les ...". This is a very useful information that may result in changes in the way we look at ground wires.

Page 27 "Il est possible d'envisager un système de ligne ou un "fusible" placé dans l'attache de suspension...". This has been the subject of many discussions in the past. It is generally agreed that a fuse that does limit the longitudinal load would work, but that such a fuse "should not" break under heavy vertical load.

The slip clamps used by EDF function that way. Longitudinally weak fuses would not necessarily break under heavy vertical ice load as suggested by the Structures Group.

**Partie 1**  
**Section 4.2.1**

Page 14 "l'hypothèse de glace limite uniforme sans vent ne constitue pas une hypothèse de charge réaliste". Yes.

Page 15 " il faudra plutot considérer des cas de t mm de glace d'un côté et (1-bt) mm de l'autre." This makes a lot of sense. There is little justification for the arbitrary numbers used in the current design specification.

**Partie 1**  
**Sections 4.2.2 and 4.2.3**

This is a very good discussion for the potential need to increase safety factors and take a better look at anti-cascading measures.

**Partie 1**  
**Section 4.3.2**

We agree that the current design procedure for wood H-frames needs to be looked at seriously.

**Partie 1**  
**Section 5**

Our comments on the Structures Group recommendations regarding transmission lines will be presented during our meeting in Montréal.

PARTIE 2  
**DISTRIBUTION**

While the amount of material devoted to distribution lines in the Structures Group Report is relatively small, the importance of the subject should not be underestimated. The damage to the distribution system was considerable, not only in term of 16,200 poles and 20,100 wood cross arms, but also in term of kms of damaged conductors and other components. The report is very complete and well presented.

Partie 2  
**Section 4.1**

We agree that the lack of actual failure investigations near the time of the failures was a missed opportunity to learn about actual deficiencies in the current state-of-the-art.

Partie 2  
**Section 5.1**

Our comments on the Structures Group recommendations regarding distribution lines will be presented during our meeting in Montreal.

**4. Specific Comments on Transénergie report**

This section includes our comments and conclusions regarding specific items in the TransEnergie Report.

**Note:** Numbered sections shown in bold characters are the numbers used in the original report.

**Section 1** Very good summary of historical development of Hydro Quebec standards.

**Section 1.4.2** The comparison in Figs. 1 and 2 show that Hydro-Québec design criteria are in general more severe than those used by some electric companies in the Northeast US. However, the Hydro-Québec criteria are less severe than the Ice + Wind case described in the ASCE Manual 74. Since its original publication in 1991, we do not know to what extent Manual 74 recommendations have been adopted by North American companies.

**Section 1.5.2.3**

Page 16 "Avant le verglas, le réseau des lignes de transport d'Hydro-Québec se comparait donc avantageusement au niveau de performance ...". This is true. In addition, Hydro-Québec has always been perceived from the US as one of the companies that was doing the most research and development in the area of transmission line design.

**Section 2** The process described in Table 12 was hampered by the magnitude of the failures, the priority given to restoration and the lack of standby failure investigation teams that could have gathered data independently of Hydro Quebec's restoration crews. The lack of

detailed failure data and the delay in providing information to the Structures Group has clearly made it very difficult for that Group to do its work.

**Section 3** It is a sad indication of the lack of failure investigation preparation that only a few actual ice thickness measurements are available. In spite of the fact that only one equivalent radial ice measurement exceeds 50mm in Table 14, an entire 75 mm contour for possible maximum radial has been drawn in the central region of the map in Appendix M.

The extrapolation of ice data obtained over the past few years to a Return Period of 1000 years or more is obviously a mathematical exercise with no relation to reality. One should not use the 1000-year return period argument to imply that the January 1998 storm is so exceptional that it is an isolated "act of God" and that it will not repeat itself during the next few years.

We have some questions relative to Table 19. For example, in Zone 25, does it mean that the unbalanced ice loads are calculated with 20 mm of ice on one span and 15 mm on the adjacent span? We assume that this is what was used in the studies in Appendices F and G. In Table 32 on Page 71 of the SN40.1 specification, it is mentioned that the unbalanced ice condition should be based on 0.3 times the weight of ice (here 0.3 x weight of 20 mm ice) on one span and no ice on the other span. It could be clarified in the text that there is no link between the data in Table 19 and the SN40.1 standard.

**Section 4** This section, together with the associated Appendices E, F and G, summarizes very extensive calculations regarding limiting loads on actual structures. In Appendix F, it would have been useful to report for each tower type the design spans together with the actual spans for which the calculations were made, as well as the statistics of all actual spans.

The suggestion made by the Structures Group that one should study the effect of unbalanced ice cases with full ice on one side and increasingly smaller amounts of ice on the other side is appropriate.

**Sections 5, 6 and 7**

These sections summarize considerable analysis efforts expended over the past few months. We have no special comment.

**Section 8** The Action Plan proposed by TransEnergie seems comprehensive and consistent with the recommendations of the Structures Group.

## appendice 2

# Les systèmes de chauffage et d'approvisionnement en énergie dans les logements, en cas de pannes d'électricité

La Commission s'est intéressée aux problèmes du chauffage des logements en cas de panne d'électricité. Elle a ainsi fait faire, par Jean Paré<sup>1</sup>, une étude des systèmes de chauffage de remplacement existants sur le marché. Cette étude qui porte notamment sur les aspects techniques, les coûts, les normes d'installation et d'entretien, ne touche, sauf exception, que les appareils destinés aux bâtiments résidentiels. Elle ne s'applique donc pas aux bâtiments à usage institutionnel, commercial ou industriel.

L'étude a été faite à partir des informations contenues dans des documents publicitaires diffusés par Gaz Métropolitain, des articles de journaux et le guide *Faire face à un sinistre*<sup>2</sup>, un document publié récemment par l'Office de la protection du consommateur (OPC). Elle s'est aussi référée au documents normatifs suivants :

- Le *Code National du Bâtiment – Canada 1995* et la documentation connexe.
- Le *Code de l'électricité du Québec 1996*.
- Les lois et les règlements administrés par la Régie du bâtiment du Québec, ainsi que divers documents et communiqués produits par celle-ci.
- La *Loi sur l'économie de l'énergie dans le bâtiment*, dont le règlement qui en découle et des documents spécialisés publiés par l'Agence de l'efficacité énergétique.

Les recherches documentaires ont été complétées par des entretiens avec plusieurs architectes et un certain nombre d'employés de la Régie du bâtiment, de l'Agence de l'efficacité énergétique, de Gaz Métropolitain et de l'Office de la protection du consommateur. De plus les suggestions et les recommandations contenues dans les mémoires et les présentations verbales à la Commission ont été considérées.

Les résultats de l'étude sont présentés dans cet appendice ; ils couvrent la majeure partie des préoccupations de la population en matière de chauffage des espaces habitables en cas de panne d'électricité.

---

1. Urbaniste conseil, coordonnateur des dossiers sociaux et environnementaux dans le cadre des travaux de la Commission.

2. Stéphan DUSSAULT *et al.*, *Guide pratique du consommateur. Faire face à un sinistre ; avant, pendant, après*, Montréal, Office de la protection du consommateur, Coll. Protégez-vous, 1998, 144 p.



### SECTION 1

Sous le climat du Québec, l'absence de chauffage peut être dramatique car elle prive les gens du confort le plus élémentaire et peut même porter atteinte à leur santé si elle se prolonge trop longtemps. Or, en cas de panne d'électricité pendant la saison froide, une très grande proportion de la population touchée par la panne risque d'être privée de chauffage. Non seulement 71 % des logements québécois sont chauffés à l'électricité, mais la plupart des logements chauffés au mazout ou au gaz naturel en 1995 – 19 % des logements étaient chauffés au mazout et 5,8 % au gaz naturel<sup>3</sup> – dépendent aussi de l'électricité pour l'allumage des systèmes de combustion, pour le contrôle des appareils de chauffage ou le fonctionnement des ventilateurs et des pompes servant à la diffusion de la chaleur.

Lors du sinistre de janvier 1998, plusieurs ont regretté de ne pas disposer d'une autre source d'énergie ou d'un chauffage d'appoint pendant qu'ils étaient privés d'électricité. Dans les jours qui ont suivi la tempête de pluie verglaçante, les gens se sont vu offrir, par les entreprises spécialisées de même que par des vendeurs itinérants, des appareils de chauffage d'appoint et des génératrices destinés à leur éviter de revivre les privations de janvier 1998. Avec l'arrivée de l'hiver 1998-1999, plusieurs entreprises sont revenues à la charge par le biais d'annonces publicitaires axées sur l'autonomie énergétique.

L'acquisition et l'installation d'un système de chauffage d'appoint ou d'une génératrice soulèvent deux types de questions.

- Les unes sont d'ordre technique et pragmatique : elles portent sur l'utilité et l'efficacité des appareils en fonction des besoins, sur des considérations d'efficacité énergétique et de coûts, et sur des aspects de sécurité et de salubrité.
- Les autres ont trait à l'opportunité pour les résidents de s'équiper afin de mieux affronter des pannes d'électricité : la nature et l'occurrence des sinistres appréhendés justifient-elles l'acquisition et l'installation de sources d'énergie individuelles ou d'appareils de chauffage d'appoint ? Le risque de revivre les événements de janvier 1998 est-il suffisamment élevé pour convaincre les gens de se doter rapidement de tels équipements ?

En premier lieu, des efforts doivent être faits pour atténuer les risques de panne et assurer le rétablissement rapide du courant. C'est d'ailleurs sur cela que portent actuellement les plus grands efforts. Mais, en second lieu, il est aussi possible d'accroître l'autonomie énergétique des habitations par l'installation de systèmes de chauffage autonome et de production autonome d'électricité.

---

3. Jean-Thomas BERNARD et Valérie CAVERIVIÈRE, *Évolution du marché énergétique québécois : 1975-1997*, G.R.E.E.N., Département d'économie, Université Laval, août 1998.

## 1.1 Les systèmes de chauffage autonomes

L'autonomie de chauffage vise à procurer de la chaleur en cas de panne du système de chauffage permanent. Bien qu'une panne puisse avoir plusieurs causes (bris mécanique, panne de carburant, etc.), c'est d'abord de pannes d'électricité qu'il est question ici. L'autonomie de chauffage en cas de panne de courant peut être assurée de trois manières :

- par l'installation d'un système de chauffage d'appoint, c'est-à-dire une source de chaleur fonctionnant quand même lors de pannes d'électricité ;
- par l'installation d'un système de chauffage central muni des dispositifs capables de lui assurer l'autonomie en cas de panne ou par la transformation d'un système central conventionnel afin de lui donner cette autonomie ;
- par le raccordement à une génératrice de l'appareil de chauffage central ou d'appareils de chauffage d'appoint.

### 1.1.1 Le chauffage d'appoint

La première solution pour s'affranchir des risques de pannes de courant est de se munir d'un système de chauffage d'appoint.

Le chauffage d'appoint se fait généralement au moyen d'appareils individuels fixes, installés à demeure dans un logement. Les principaux appareils de ce type, offerts sur le marché québécois, sont les suivants :

- les poêles à bois de différents types : poêle non hermétique (type « Franklin »), poêle à combustion contrôlée ou combustion lente, poêle à haute efficacité, poêle à combustion catalytique et poêle à granules de bois ;
- les appareils au mazout, version moderne de l'ancien « poêle à l'huile », alimenté par un réservoir extérieur ;
- les appareils au gaz naturel (pour les bâtiments alimentés par le réseau gazier) ou au gaz propane (avec bonbonne à l'extérieur).

Les appareils de chauffage d'appoint à combustion consomment de l'oxygène et produisent des gaz qui peuvent être toxiques, ce qui nécessite un apport d'air frais et un dispositif d'évacuation des gaz de combustion. Selon le cas, il faut les raccorder à une cheminée existante, installer une nouvelle cheminée ou les adosser à un mur extérieur et les munir d'un conduit d'évacuation approprié. Avec de tels systèmes, la pose d'un détecteur d'oxyde de carbone muni d'un avertisseur est recommandée.

Un grand nombre de logements, particulièrement dans les immeubles locatifs construits dans les années, d'après guerre, ont pour source de chauffage ordinaire des appareils au gaz, à thermostat intégré, qui produisent une chaleur adéquate et sont insensibles aux pannes de courant.

Ces appareils fonctionnent pour la plupart sans électricité. Certains d'entre eux sont toutefois équipés de ventilateurs électriques qui font circuler l'air autour de la chambre de combustion et le renvoient dans la pièce, pour en accélérer le réchauffement. En cas de panne de courant, il faut donc s'assurer que l'arrêt du ventilateur ne compromet pas le fonctionnement de l'appareil et n'amène pas celui-ci à surchauffer.

Les appareils de chauffage d'appoint offerts sur le marché portent généralement une attestation de conformité aux normes de sécurité en vigueur. Leur efficacité n'est cependant pas nécessairement normalisée. Ils demandent généralement un entretien restreint et relativement facile.

Le coût des tels appareils est très variable, comme le montre un guide récemment publié par l'Office de protection du consommateur :

- de 200 \$ à 2 900 \$ pour les poêles et foyers à bois ;
- de 650 \$ à 3 000 \$ pour les appareils au gaz naturel ;
- de 700 \$ à 3 700 \$ pour les appareils au mazout.

À cela s'ajoutent le coût de l'installation et le coût des conduits et des autres dispositifs complémentaires, qui peut être assez élevé, surtout s'il faut ajouter une cheminée. L'approvisionnement en bois, gaz ou mazout doit aussi être pris en considération.

Les appareils d'appoint ne font l'objet d'aucune disposition spécifique dans le *Code national du bâtiment* ni dans les documents associés. Leur installation doit cependant être faite selon les exigences du *Code* relatives aux appareils et systèmes de chauffage. S'il s'agit d'un appareil au gaz naturel ou au propane, l'installation et le réglage doivent obligatoirement être faits par une personne qualifiée. Dans certaines municipalités, il existe aussi des règlements traitant de l'installation et de l'utilisation des systèmes de chauffage. De plus, les assureurs peuvent également avoir des exigences particulières et ils doivent être prévenus de l'installation de tels systèmes, ou d'appareils de chauffage additionnels.

### 1.1.2 Le chauffage central à autonomie accrue

La seconde solution pour chauffer les logements, lors de pannes d'électricité, consiste à rendre les systèmes de chauffage central autonomes – par rapport au réseau de distribution électrique.

En principe, cette solution est applicable aux systèmes centraux au mazout ou au gaz naturel, où l'électricité n'intervient que de façon accessoire : pour l'allumage du brûleur et, éventuellement, pour actionner une pompe de circulation de l'eau chaude ou un ventilateur.

En pratique, cette option s'applique actuellement aux systèmes à eau chaude alimentés au gaz naturel, notamment lorsque la circulation de l'eau peut se faire par gravité. Dans ce cas, l'allumage électrique standard est remplacé par un dispositif à thermocouple à voltage infime (de l'ordre du millivolt). Si l'eau chaude circule à l'aide d'une pompe, il est nécessaire d'installer une conduite de dérivation munie de valves pour lui permettre de circuler plutôt sans entrave par gravité. Dans les maisons alimentées au gaz naturel et dotées d'un tel dispositif, il n'y a pas de risque d'interruption du chauffage lors de pannes d'électricité.

Cela dit, compte tenu que le gaz naturel alimente moins de 6% des foyers québécois et qu'une partie seulement de ceux-ci disposent de systèmes à eau chaude pouvant fonctionner par gravité, cette solution demeure d'application limitée. Elle pourrait néanmoins s'appliquer avantageusement dans les quartiers résidentiels de Montréal et les quartiers densément construits d'autres municipalités.

Par ailleurs, les systèmes de chauffage à air chaud (à cause des ventilateurs) et les systèmes de chauffage alimentés au mazout peuvent difficilement être munis d'un dispositif semblable, du moins à l'heure actuelle. Pour les maisons ainsi chauffées, on doit plutôt se tourner vers le chauffage d'appoint ou vers une génératrice.

### SECTION 2

L'acquisition d'une génératrice comme source d'énergie constitue une solution qui s'avère intéressante non seulement pour le chauffage, mais aussi pour l'éclairage et la conservation des aliments.

La puissance requise varie en fonction des besoins. Ainsi, pour alimenter les plinthes d'une maison chauffée à l'électricité (environ 5 000 watts) il faut une puissance de beaucoup supérieure à celle qui est requise pour l'allumage d'une chaudière au gaz naturel ou au mazout (allumage du brûleur, démarrage et fonctionnement du dispositif de circulation du fluide caloporteur). En effet, le fonctionnement du ventilateur d'un système à air chaud exige environ 1 000 W, soit cinq fois moins, et la pompe circulatrice d'un système à eau chaude ne requiert environ que 100 W, soit cinquante fois moins.

On trouve des génératrices à essence, au diesel, au propane et au gaz naturel. Les génératrices à essence sont les moins coûteuses et les plus courantes. Selon le guide de l'OPC, la gamme des puissances offertes va de 2 100 W à 5 500 W pour ce type de génératrice, et les prix varient de 600 \$ à un peu moins de 2 800 \$. Les génératrices au gaz naturel sont plus coûteuses, soit environ 3 500 \$ pour une puissance de 3 400 W, et jusqu'à 11 600 \$ pour des modèles plus puissants, allant de 7 000 à 9 500 W. Bien que ces dernières coûtent plus cher, à l'opposé des autres génératrices, elles offrent à l'utilisateur la sécurité d'un approvisionnement continu en carburant, à partir du réseau de distribution (souterrain) de gaz naturel.

Dans tous les cas, il faut aussi tenir compte des coûts d'installation, des coûts des accessoires, comme les interrupteurs de transfert (qui déconnecte les circuits domestiques du réseau pour passer en « mode génératrice » par exemple, des travaux connexes et du coût du carburant.

Il faut aussi tenir compte de certaines contraintes et exigences propres aux génératrices.

- Les génératrices sont des moteurs à combustion, qui ne doivent fonctionner qu'à l'extérieur des maisons et des logements, loin des fenêtres ou des prises d'air.
- Les génératrices à usage résidentiel ne sont appelées à servir qu'occasionnellement et ne sont pas installées à demeure. Il faut sortir pour s'en servir puis les remettre à l'abri, après utilisation. Or, les génératrices sont généralement assez lourdes. (La plus petite des génératrices au gaz naturel proposées par Gaz Métropolitain pèse plus de 80 kg.)
- Les conditions de stockage de l'essence, du carburant diesel ou du propane peuvent être restreints par la réglementation en vigueur. Ils doivent être faits conformément aux normes. Les assureurs ont généralement, eux aussi, des exigences spécifiques sur la conservation des carburants liquides ou gazeux.
- De plus, les génératrices nécessitent un entretien fréquent et attentif, par un spécialiste, et elles ne doivent pas être utilisées de façon continue pendant de longues périodes. L'électricité qu'elles produisent doit avant tout servir à des besoins prioritaires.

Par ailleurs, les règlements de la construction ne traitent pas spécifiquement des génératrices, à moins qu'elles ne soient fixes. Habituellement, seules les génératrices de grande puissance, comme celles qui sont utilisées dans les exploitations agricoles, les hôpitaux, les grandes entreprises commerciales ou industrielles, sont installées à demeure. Dans ce cas, l'installation doit respecter les exigences des règlements de la construction. Les éléments électriques proprement dits, comme les connexions, les disjoncteurs, etc., doivent être conformes au *Code de l'électricité du Québec*.

### SECTION 3

L'efficacité énergétique est une notion qui englobe plusieurs aspects de l'utilisation de l'énergie : rendement optimal des appareils, utilisation parcimonieuse de l'énergie, conservation de la chaleur accumulée. Elle a aussi une connotation économique importante, surtout depuis les chocs pétroliers de 1973 et de 1997, comme en témoignent les mesures et les programmes favorisant l'utilisation plus judicieuse d'une énergie alors devenue plus coûteuse.

Or, dans un climat comme celui du Québec, une grande partie de l'énergie consommée sert à chauffer les bâtiments et, en particulier, les espaces habitables. Environ 45 % de toute la consommation d'énergie d'un logement va au chauffage, un besoin prioritaire qui se fait sentir près de huit mois par année, dans les régions les plus peuplées du Québec. La production et la conservation de la chaleur constituent donc, de ce point de vue, des éléments importants de l'efficacité énergétique des bâtiments. Des efforts sont faits sur trois fronts :

- la réduction de la consommation énergétique et l'augmentation du rendement des appareils de chauffage et des systèmes de distribution de la chaleur ;
- la conservation de la chaleur à l'intérieur des bâtiments, un aspect qui peut être pris en compte dès la conception des plans et qui influence le choix des matériaux, des procédés de construction et de l'isolation ;
- la suppression ou la diminution des pertes de chaleur attribuables aux comportements et aux habitudes des occupants.

L'implantation de dispositifs d'efficacité énergétique dans les bâtiments est régie par la *Loi sur l'économie de l'énergie dans le bâtiment* (L.R.Q., c. E-1.1), administrée par la Régie du bâtiment du Québec. Tous les bâtiments construits après 1983 doivent être conformes aux normes et aux mesures prescrites par cette loi et par le règlement qui en découle.

Par ailleurs, l'Agence de l'efficacité énergétique (AEE), organisme créé à la suite de la publication de la politique énergétique du Québec en 1996, détient le mandat de promouvoir l'efficacité énergétique par des campagnes de sensibilisation, par des avis au gouvernement et à la Régie de l'énergie, par le soutien à des projets de recherche-développement et par des projets de démonstration. L'AEE peut s'associer à d'autres organismes, pour élaborer de nouveaux programmes d'amélioration de l'efficacité des systèmes énergétiques. À titre d'exemple, Hydro-Québec est partenaire de l'AEE dans la promotion de la construction de maisons à haute efficacité énergétique, dans le cadre du programme *Nouveau confort*, de même que dans un programme conseil auprès des clientèles à faible revenu, visant à améliorer le confort des logements et à abaisser les coûts d'énergie.

Des efforts de développement des technologies énergétiques sont aussi effectués dans des centres de recherche rattachés aux entreprises et aux établissements universitaires. Le gouvernement offre d'ailleurs une aide financière<sup>4</sup> à la réalisation de tels projets, notamment en relation avec l'amélioration des systèmes de ventilateurs récupérateurs de chaleur et des systèmes d'exploitation de l'énergie solaire. Dans le cas de l'énergie solaire, des concepts architecturaux plus efficaces et des matériaux permettant de stocker de la chaleur pendant plusieurs heures et même quelques jours – soit plus longtemps que la durée habituelle des pannes de courant prolongées – laissent entrevoir de nouvelles possibilités en matière d'autonomie énergétique dans les résidences.

---

### Il y a encore le Soleil...

Des chercheurs du département de génie mécanique de l'Université de Sherbrooke, spécialistes des transferts thermiques, en concertation avec la firme Thermtech, un constructeur de maisons à haute performance énergétique, travaillent sur un projet de maison solaire.

Dans ce projet, *Habitasol 2000*, un prototype de maison solaire est en cours de développement afin de démontrer la possibilité de diminuer la consommation énergétique totale d'un bâtiment, ainsi que la demande énergétique de pointe, sans affecter la santé et le confort des occupants.

Il est souvent difficile d'appliquer les technologies solaires au domaine de la construction. La production de matériel simple et de guides, élaborés à partir de cas concrets, est à la base de ce projet. De plus, la production des logiciels de simulation des apports énergétiques devrait permettre aux concepteurs d'évaluer différents scénarios lors de la conception de maisons solaires passives.

Les travaux des chercheurs de l'Université de Sherbrooke portent sur la mesure des performances énergétiques du bâtiment et visent à le rendre plus efficace, notamment en préchauffant l'air des échangeurs et en stockant la chaleur excédentaire dans un grand réservoir d'eau (piscine intérieure). Ils visent aussi, indirectement, à faire la promotion des systèmes d'énergie solaire passive comme moyen d'améliorer l'efficacité énergétique des bâtiments.

---

Parmi les autres projets de recherche-développement susceptibles d'avoir une incidence sur l'autonomie des systèmes de chauffage, certains s'attaquent directement au problème. C'est le cas de projets sur l'énergie solaire et le développement de nouveaux systèmes, rendant le chauffage résidentiel plus autonome, ou de projets sur la mise au point de piles à combustible, adaptées aux besoins résidentiels. D'autres projets portent sur la conservation et le stockage de l'énergie et de la chaleur – par le développement de matériaux de grande inertie thermique ou de matériaux de stockage par changement de phase – comme c'est le cas des travaux entrepris à l'Université de Sherbrooke et à l'Université Concordia.

---

4. Ministère des Ressources naturelles, *Programme d'aide au développement des technologies de l'énergie*, Québec, ministère des Ressources naturelles, direction de la planification et de la recherche, 1995.

### SECTION 4

Les lois, règlements et normes applicables à la construction ainsi qu'aux systèmes et aux appareils installés dans les bâtiments sont nombreux. De même, la juridiction qui y correspond est partagée entre le gouvernement fédéral, le gouvernement du Québec et les gouvernements municipaux, auxquels s'ajoutent divers organismes industriels et professionnels.

Dans cette apparente complexité, le *Code national du bâtiment* (CNB), publié et mis à jour par le Conseil national de recherches Canada (CNRC), constitue la référence de base. Il constitue une réglementation minimale visant la sécurité en matière d'incendie ainsi que la salubrité et la résistance structurale des bâtiments, afin d'assurer la protection du public. Bien que la réglementation de la construction soit de compétence provinciale et municipale, le *Code national du bâtiment* constitue le règlement de construction adopté d'emblée. En effet, le gouvernement du Québec adopte, en les modifiant au besoin, les parties du *Code* et de ses documents associés qui s'appliquent aux secteurs dont il s'est réservé l'application, comme c'est le cas pour l'électricité et la plomberie. Pour leur part, les municipalités s'en remettent aussi au *Code*, en prenant en compte les modifications propres au Québec.

Le *Code du bâtiment* est subdivisé en neuf parties correspondant aux divers types de normes de protection contre l'incendie ou pour la sécurité des occupants, l'accessibilité des lieux ou la sécurité sur les chantiers. Plus spécifiquement, la partie 9 du code, qui est consacrée aux maisons et aux petits bâtiments, rassemble l'essentiel des normes qui s'y appliquent.

Une série de documents associés au *Code du bâtiment* en complète la réglementation, ou vient apporter des précisions essentielles à l'interprétation des différentes normes. Parmi ceux-ci, il importe de mentionner :

- les quatre annexes du *Code du bâtiment*, notamment l'annexe B, qui traite de la sécurité en matière d'incendie dans les bâtiments en hauteur, et l'annexe C, qui fournit des données climatiques pour le calcul des paramètres applicables aux bâtiments au Canada, par exemple, en ce qui concerne les charges de neige à prévoir sur les toits des bâtiments ;
- les codes spécialisés, dont le *Code national de la prévention des incendies*, le *Code national de la plomberie*, les *Commentaires sur les calculs de structures du Code national du bâtiment* et le *Code nationale de l'énergie pour les bâtiments* ;
- les documents auxquels réfère le *Code du bâtiment*, et plus particulièrement de très nombreux codes spécifiques et les normes émises par divers organismes du Canada et des États-Unis. La référence à ces documents dans l'un ou l'autre article du Code leur confère la même valeur réglementaire que s'ils y étaient entièrement reproduits. Parmi ces codes spécifiques, on doit mentionner le *Code d'installation du gaz naturel* et divers documents relatifs aux isolants thermiques.

Les promoteurs et les constructeurs sont tenus d'observer ces règles et ces normes, ainsi que les autres lois et règlements applicables.



Les principales instances en matière de construction sont, d'une part les municipalités et, d'autre part, la Régie du bâtiment. Les municipalités émettent les permis de construire lorsque les plans respectent les exigences des règlements municipaux, comme le règlement de zonage et le règlement de construction. Elles doivent par la suite s'assurer que le bâtiment construit est conforme aux plans approuvés. Quant à la Régie du bâtiment, qui relève du ministre du Travail, elle a pour mandat principal d'administrer la *Loi sur le bâtiment*, qui vise à « assurer la qualité des travaux de construction d'un bâtiment et, dans certains cas, d'un équipement destiné à l'usage du public, d'une installation non rattachée à un bâtiment ». Cette loi vise la sécurité et la salubrité des bâtiments. Elle précise les obligations qui doivent être respectées pour rendre un bâtiment conforme aux normes. Elle exige, par exemple, que certaines installations soient faites exclusivement par des spécialistes disposant de la certification obligatoire. C'est le cas des installations alimentées au gaz naturel. La Régie administre aussi d'autres lois, telles la *Loi sur la distribution du gaz*, la *Loi sur les installations de tuyauterie*, la *Loi sur les installations électriques* et la *Loi sur la sécurité dans les édifices publics*. Elle voit aussi à l'application de la *Loi sur l'économie de l'énergie dans le bâtiment*, même si c'est l'Agence de l'efficacité énergétique, un organisme rattaché au ministre des Ressources naturelles, qui a pour mandat de promouvoir l'efficacité énergétique et d'intervenir dans les projets relatifs à la qualité de l'isolation thermique des bâtiments.

La revue des lois et règlements en matière de construction montre que ni les appareils de chauffage d'appoint, ni les génératrices ne sont directement couverts dans ces textes. Par contre, l'installation des appareils de chauffage d'appoint doit être conforme aux exigences des codes. Il en va de même si une génératrice est installée à demeure. De plus, en vertu de leur incorporation par renvoi au *Code du bâtiment*, les dispositions de multiples autres documents réglementaires et normatifs doivent être respectées, qu'elles traitent des matériaux ou du mode de fabrication des appareils, ou encore des compétences professionnelles requises pour les installer ou inspecter les raccordements.

Par ailleurs, en vertu de la *Loi sur le bâtiment* et des règlements associés, les bâtiments résidentiels comportant à la fois plus de deux étages et plus de huit logements sont assujettis à certaines des exigences touchant les édifices publics. Ainsi, ces édifices doivent être munis d'un système d'éclairage d'urgence des espaces communs et des sorties, avec des réflecteurs alimentés par pile. Cela dit, aucun édifice public ou résidentiel n'est tenu de posséder de génératrice d'urgence, exception faite des hôpitaux et de certaines catégories de bâtiments.

Par ailleurs, en vertu de la *Loi sur l'économie de l'énergie dans le bâtiment*, les architectes, les ingénieurs et les entrepreneurs sont tenus de s'assurer que le bâtiment qu'ils conçoivent ou construisent est conforme à un ensemble de normes visant la conservation de la chaleur et les économies d'énergie. Ces normes sont contenues dans le *Règlement sur l'économie de l'énergie dans les nouveaux bâtiments*. Ce règlement couvre la plupart des éléments du processus de construction: de la résistance thermique des éléments jusqu'à l'éclairage et la distribution de l'eau chaude, en passant par l'isolation, les portes et les fenêtres, le chauffage et la ventilation. Le ministre peut déléguer l'application de la *Loi* et de ses règlements aux municipalités, pour les bâtiments autres que les bâtiments publics. Cependant, peu de municipalités se prévalent de cette possibilité.

D'une façon générale, les principaux éléments de la législation et de la réglementation en matière de construction concernent la salubrité des bâtiments, ainsi que la sécurité des occupants et des travailleurs de la construction. Les considérations de confort en sont à peu près absentes.

### SECTION 5

Des organismes comme la Régie du bâtiment, l'Agence de l'efficacité énergétique et l'Office de la protection du consommateur publient régulièrement des documents à l'intention des consommateurs, des propriétaires ou occupants de logements et des corps de métier intéressés à la rénovation ou à l'entretien des bâtiments.

Au moment du sinistre, ils ont été abondamment sollicités, pendant et après la tempête de pluie verglaçante, et ils se sont efforcés de répondre aux préoccupations des citoyens. Pour ce faire, ils ont émis des communiqués ou produit des dépliants spéciaux. La publication de ces documents visait alors à renseigner, «à chaud», les citoyens sur les aspects réglementaires et économiques des systèmes de chauffage d'appoint et des génératrices, le maniement de ces appareils, le déglacage des toits, etc.

Ils ont depuis publié d'autres documents d'information. Ainsi, l'Office de la protection du consommateur vient de mettre en vente un «Guide pratique du consommateur» intitulé *Faire face à un sinistre*<sup>5</sup>. Ce document de vulgarisation, fait le point sur la question des assurances, des génératrices, du chauffage et de l'éclairage d'appoint, de l'isolation, des économies d'énergie, de l'élagage des arbres, et propose des conseils pratiques. Sollicité à propos des pratiques commerciales douteuses de certains établissements et des vendeurs itinérants, l'OPC a voulu profiter de l'après-verglas pour rassembler dans ce document l'information la plus exacte possible sur les produits et les services d'intérêt pour les individus prévoyants ou simplement soucieux de sécurité et d'économie.

Dans les jours qui ont suivi la tempête de pluie verglaçante, les citoyens, particulièrement ceux des zones sinistrées, se sont vu proposer des appareils de chauffage d'appoint et des génératrices. Plus récemment, avec l'arrivée de l'hiver 1998-1999, les grandes quincailleries, de même que des compagnies comme Gaz Métropolitain ont fait une nouvelle offensive publicitaire; Gaz Métropolitain propose ainsi à ses diverses clientèles:

- des appareils d'appoint, fonctionnant pour la plupart sans électricité;
- un forfait de remplacement, à des conditions particulièrement avantageuses, d'une chaudière à gaz existante par une nouvelle chaudière plus performante, avec, en prime, un interrupteur de transfert permettant de brancher une génératrice;
- un forfait de remplacement d'une chaudière au mazout par une chaudière au gaz, à des conditions encore plus avantageuses et avec la même prime;
- des génératrices au gaz naturel, à des prix allant de 3 500 \$ à 11 600 \$, avant taxes et installation.

Les dispositifs permettant de rendre autonomes les chaudières au gaz des systèmes à eau chaude ne sont pas inclus dans sa publicité, mais les représentants de Gaz Métropolitain les recommandent d'emblée aux clients qui peuvent les installer.

---

5. Stéphan DUSSAULT *et al.*, *op. cit.*, note 2.

## Conclusion

Sur la base d'avis d'experts, la Commission a dégagé les constatations suivantes en matière de systèmes de chauffage et d'approvisionnement en énergie pour les espaces habitables.

- Pour se prémunir des problèmes de chauffage lors d'une panne d'électricité, il est possible d'avoir recours à deux types de solutions, celles qui correspondent à l'autonomie de chauffage et celles qui correspondent à l'autonomie énergétique.
- Pour être avantageuses, les solutions retenues devraient, avant tout, être mises en œuvre en tenant particulièrement compte de leur efficacité énergétique. Les choix dépendent notamment de cinq facteurs:
  1. les *pannes d'électricité*, leur fréquence, leur durée et la saison où elles risquent le plus de se produire;
  2. les *besoins à combler*, tels que le chauffage, la conservation des aliments ou la cuisson;
  3. les *caractéristiques du milieu*, urbain ou rural, à haute ou à faible densité, desservi ou non par le réseau gazier;
  4. le *type de bâtiment*: résidentiel de faible dimension, résidentiel de plus de huit logements et de plus de deux étages, commercial, industriel, institutionnel ou agricole;
  5. les *systèmes existants*: les solutions applicables aux bâtiments et aux systèmes existants et les mesures à prendre pour les nouveaux bâtiments.
- La nature et la durée des pannes, selon le milieu où elles se produisent, influencent directement le besoin d'un citoyen de se prémunir contre leurs conséquences. Si les pannes sont fréquentes, si elles sont longues, les consommateurs touchés seront enclins à vouloir se procurer une source d'énergie de remplacement afin de pouvoir, l'été, assurer la conservation des aliments du réfrigérateur ou du congélateur, ou l'hiver, combler les besoins de chauffage. Les solutions de remplacement sont beaucoup plus nombreuses pour ce qui est du chauffage. On a en effet le choix entre le fonctionnement autonome du système de chauffage central, là où c'est possible, les appareils de chauffage d'appoint fonctionnant sans électricité, l'alimentation des éléments accessoires du chauffage central par une génératrice de faible puissance ou l'alimentation des plinthes électriques par une génératrice de grande puissance.
- Les besoins réels en chauffage varient considérablement selon le type de construction: l'isolation d'une maison, les matériaux utilisés et la proportion de la fenestration par rapport à la surface totale des murs déterminent la capacité de rétention de la chaleur. Une maison unifamiliale individuelle perdra sa chaleur plus rapidement qu'une maison jumelée ou en rangée. Par ailleurs, tant pour des raisons fonctionnelles que de sécurité et d'économie, les bâtiments à logements multiples appellent des solutions communes plutôt que des solutions individuelles pour chaque logement.

Dans l'ensemble, on constate que la réponse aux problèmes de chauffage doit passer par l'autonomie de chauffage plutôt que par l'autonomie énergétique, surtout en milieu urbain.

Par ailleurs, en raison des problèmes d'intoxication provoqués par l'utilisation de systèmes de chauffage de «secours», dont un trop grand nombre de systèmes improvisés lors du sinistre du verglas, il serait souhaitable d'adopter de nouvelles façons de faire en matière d'installation de chauffage. Ainsi, dans tous les nouveaux édifices résidentiels, il y aurait avantage à installer des dispositifs permettant de réduire les risques, tels que :

- une cheminée, capable d'évacuer les gaz de tout système de chauffage d'appoint;
- un interrupteur de transfert facilitant le branchement en toute sécurité d'une génératrice;
- un détecteur d'oxyde de carbone, muni d'un avertisseur.

En dépit de toute l'information diffusée, un grand nombre de citoyens se considèrent encore mal informés ou demeurent perplexes devant les produits qui leur sont proposés, notamment en matière de chauffage d'appoint et de génératrices.

- Il serait souhaitable de généraliser et d'uniformiser l'information sur la protection des logements et de leurs équipements (chauffage, électricité, plomberie). Les entreprises et les organismes les plus directement interpellés à ce sujet sont l'Office de la protection du consommateur, l'Agence de l'efficacité énergétique, la Régie du bâtiment, Hydro-Québec et Gaz Métropolitain.

## **bibliographie**

## Audiences publiques, comptes rendus et mémoires

---

Les références bibliographiques des travaux de la Commission scientifique et technique comprennent les mémoires, avis écrits et comptes rendus des audiences publiques. La liste des personnes et des organisations ayant contribué aux travaux de la Commission en participant aux audiences publiques ou en acheminant un mémoire ou autre écrit est publiée à la fin de ce volume.

## Autres documents

---

BERNARD, Jean-Thomas et Valérie CAVERIVIÈRE. *Évolution du marché énergétique québécois: 1975-1997*. G.R.E.E.N., Département d'économie, Université Laval, août 1998.

DUSSAULT, Stéphan et al. *Guide pratique du consommateur. Faire face à un sinistre; avant, pendant, après*. Montréal, Office de la protection du consommateur, Coll. Protégez-vous, 1998, 144 pages.

MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES. *Programme d'aide au développement des technologies de l'énergie*. Québec, ministère des Ressources naturelles, direction de la planification et de la recherche, 1995.

**annexe**

# **Les participants aux consultations de la Commission**

## **1 Organisations ayant contribué aux travaux de la Commission en participant aux audiences publiques ou en acheminant un avis écrit**

### **A. Le secteur gouvernemental**

#### **Ministères, agences et institutions relevant du gouvernement du Québec**

Commission des normes du travail,  
Direction générale des télécommunications,  
Fédération des commissions scolaires du Québec,  
Ministère de la Famille et de l'Enfance,  
Ministère de la Santé et des Services sociaux,  
Ministère de la Sécurité publique,  
Ministère de l'Agriculture, des Pêcheries et de l'Alimentation,  
Ministère de l'Éducation,  
Ministère de l'Environnement et de la Faune,  
Ministère de l'Industrie, du Commerce, de la Science et de la Technologie,  
Ministère des Affaires municipales,  
Ministère des Relations avec les citoyens et de l'Immigration,  
Ministère des Ressources naturelles,  
Ministère des Transports,  
Ministère du Travail,  
Office des personnes handicapées du Québec,  
Sûreté du Québec.

#### **Ministères, agences et institutions relevant du gouvernement du Canada**

Développement des ressources humaines Canada,  
Environnement Canada,  
Forces armées canadiennes,  
Gendarmerie royale du Canada,  
Industrie Canada,  
Les Ponts Jacques Cartier et Champlain inc.,  
Protection civile Canada,  
Radio Météo (Environnement Canada),  
Le 6<sup>e</sup> bataillon du Royal 22<sup>e</sup> régiment (Lieutenant-colonel Yves Duhamel, venu à titre personnel).

### **B. Le secteur municipal**

#### **Associations**

Association des chefs de services d'incendie du Montréal-Métropolitain,  
Association des chefs de services d'incendie du Québec,  
Association des directeurs de police et pompiers du Québec,  
Association des directeurs généraux des MRC du Québec,  
Association des directeurs municipaux du Québec,  
Association des ingénieurs municipaux du Québec,  
Association des travaux publics d'Amérique,  
Union des municipalités du Québec,  
Union des municipalités régionales de comté du Québec.



### **MRC et communautés urbaines**

Communauté urbaine de l'Outaouais,  
Communauté urbaine de Montréal,  
MRC Drummond,  
MRC Argenteuil,  
MRC Beauharnois-Salaberry,  
MRC Brome-Missisquoi,  
MRC Champlain,  
MRC d'Acton,  
MRC Haute-Yamaska,  
MRC Haut-Richelieu,  
MRC La Vallée-du-Richelieu,  
MRC Lajemmerais,  
MRC Le Haut-Saint-Laurent,  
MRC Le Val-Saint-François,  
MRC Les Collines-de-l'Outaouais,  
MRC Les Jardins-de-Napierville,  
MRC Papineau,  
MRC Roussillon,  
MRC Rouville,  
MRC Thérèse-De Blainville,  
MRC Vaudreuil-Soulanges.

### **Municipalités, villes et paroisses**

Cité de Dorval,  
Comté Beauharnois-Huntingdon,  
Municipalité d'Ange-Gardien,  
Municipalité de Brigham,  
Municipalité de Cantley,  
Municipalité de Chelsea,  
Municipalité de Howick,  
Municipalité de l'Acadie,  
Municipalité de Maricourt,  
Municipalité de Melbourne,  
Municipalité de Nantes,  
Municipalité de Napierville,  
Municipalité de Racine,  
Municipalité de Roxton Pond,  
Municipalité de Sainte-Barbe,  
Municipalité de Sainte-Cécile-de-Milton,  
Municipalité de Sainte-Christine,  
Municipalité de Saint-Michel,  
Municipalité de Saint-Nazaire-d'Acton,  
Municipalité de Saint-Paul-de-Châteauguay,  
Municipalité de Saint-Paul-de-l'Île-aux-Noix,  
Municipalité de Saint-Dominique,  
Municipalité de Sainte-Brigide-d'Iberville,  
Municipalité de Sainte-Marie-de-Monnoir,  
Municipalité de Saint-Nicéphore,  
Municipalité de Val-des-Monts,  
Municipalité des Coteaux,  
Municipalité du Canton de Cleveland,  
Municipalité du Canton de Shefford,  
Municipalité du village de Roxton Falls,

Municipalité d'Upton,  
Municipalité de Saint-Théodore-d'Acton,  
Municipalité de Saint-André-d'Acton,  
Municipalité de Saint-Jacques-le-Mineur,  
Paroisse de Saint-Urbain-Premier,  
Paroisse de Princeville,  
Village de Melocheville,  
Village et Paroisse de Saint-Damase,  
Village de Sainte-Rosalie,  
Ville d'Acton Vale,  
Ville de Beaconsfield,  
Ville de Beloeil,  
Ville de Boucherville,  
Ville de Brossard,  
Ville de Buckingham,  
Ville de Chambly,  
Ville de Châteauguay,  
Ville de Cowansville,  
Ville de Dollard-des-Ormeaux,  
Ville de Farnham,  
Ville de Granby,  
Ville de Greenfield Park,  
Ville de Hull,  
Ville de Huntingdon,  
Ville de Kirkland,  
Ville de Lachine,  
Ville de Laval,  
Ville de Léry,  
Ville de Marieville,  
Ville de Masson-Angers,  
Ville de Montréal,  
Ville de Mont-Saint-Hilaire,  
Ville de Ormstown,  
Ville de Pierrefonds,  
Ville de Pointe-Claire,  
Ville de Richelieu,  
Ville de Richmond,  
Ville de Saint-Basile-le-Grand,  
Ville de Saint-Césaire,  
Ville de Sainte-Catherine,  
Ville de Saint-Jean-sur-Richelieu,  
Ville de Saint-Luc,  
Ville de Salaberry-de-Valleyfield,  
Ville de Sherbrooke,  
Ville de Saint-Chrysostome,  
Ville de Saint-Constant,  
Ville de Saint-Hyacinthe,  
Ville de Saint-Lambert,  
Ville de Thetford Mines,  
Ville d'Iberville,  
Ville du Très-Saint-Sacrement.

### **Organismes ou services municipaux**

Agence métropolitaine de transport,  
Commission de l'administration et des services aux citoyens  
(Ville de Montréal),  
Commission des services électriques de la Ville de Montréal,  
Office municipal d'habitation de l'Ange-Gardien,  
Office municipal d'habitation de Saint-Jean-sur-Richelieu,  
Service de police de la Communauté urbaine de Montréal,  
Société de transport de la Communauté urbaine de Montréal.

### **C. Le secteur de la santé**

Association des centres hospitaliers et d'accueil privés,  
Association des CLSC et des CHSLD du Québec,  
Association des hôpitaux du Québec,  
Association des services d'ambulances du Québec,  
Centre hospitalier de Granby,  
Centre québécois de la déficience auditive,  
CLSC - CHSLD des Maskoutains,  
CLSC - CHSLD Vallée-du-Richelieu,  
CLSC de la Montérégie,  
CLSC des Seigneuries,  
CLSC du Haut-Saint-Laurent,  
CLSC du Richelieu,  
CLSC Haute-Yamaska,  
CLSC La Chênaie,  
CLSC La Presqu'Ile,  
CLSC Les Jardins du Québec,  
CLSC Richelieu et Centre d'accueil Rouville,  
Corporation Services d'Ambulances du Québec,  
CSLC - CHSLD Maniwaki,  
Fédération des infirmières et infirmiers du Québec,  
Fédération des médecins omnipraticiens du Québec,  
Fédération des médecins spécialistes du Québec,  
Groupement des associations de personnes handicapées de la  
Rive-sud de Montréal, Hôtel-Dieu de Saint-Hyacinthe,  
Maison d'hébergement l'Entre-temps,  
Maison d'hébergement R.S.S.M. (Réinsertion sociale en santé  
mentale),  
Régie régionale de la santé et des services sociaux de la  
Montérégie,  
Regroupement des centres de la petite enfance de la Montérégie,  
Regroupement des CLSC de la Montérégie,  
Regroupement des CSLC de la région de Montréal,  
Réseau Santé Richelieu Yamaska,  
Urgences-Santé.

### **D. Le secteur des communications**

Agence de traitement de l'information numérique de l'Outaouais,  
Bell Canada,  
Bell Mobilité,  
Cantel AT&T,  
CFEI-FM,

CFZZ-MF,  
CJDM-FM,  
CKAC-Radiomédia,  
Clearnet,  
Emercom Technologies,  
Fédération professionnelle des journalistes du Québec,  
Groupe TVA,  
LavalNet,  
QuébecTel,  
Radio Amateur du Québec inc.,  
Radio Amateur Saint-Hyacinthe,  
Radio CHRD,  
Société Radio-Canada,  
Vidéotron.

#### E. Le secteur de l'énergie

Association québécoise de la production d'énergie renouvelable,  
Club d'électricité du Québec,  
Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste de  
Rouville,  
Énergie Maclaren,  
Gaz Métropolitain,  
Génératrice Drummond,  
Hydro-Québec,  
Institut canadien des produits pétroliers.

#### F. Le secteur des affaires

Alliance des manufacturiers et exportateurs du Québec,  
Association des maîtres-couvreurs du Québec,  
Banque Nationale du Canada,  
Bureau d'assurances du Canada,  
Chambre de commerce et d'industrie de Drummond,  
Compagnie Motoparts (CompressAir Canada Inc.),  
Corporation de développement économique Les Jardins-de-  
Napierville,  
Corporation de développement commercial de Saint-Hyacinthe,  
Corporation de développement économique de l'Outaouais,  
Corporation des propriétaires immobiliers du Québec,  
Fédération des caisses populaires Desjardins de Montréal et de  
l'Ouest-du-Québec, Fédération des caisses populaires Desjardins  
du Richelieu-Yamaska,  
Palais des Congrès de Montréal,  
Société de développement économique de Drummondville,  
Regroupement des propriétaires locateurs du Haut-Richelieu.

#### G. Autres secteurs associatifs

##### **Ordres professionnels**

Barreau du Québec,  
Ordre des ingénieurs forestiers du Québec,  
Ordre des psychologues du Québec,  
Ordre professionnel des travailleurs sociaux du Québec.

## **Syndicats**

Confédération des syndicats nationaux,  
Syndicat de la fonction publique du Québec,  
Syndicat des agents de conservation de la faune du Québec,  
Syndicat des employés de métiers d'Hydro-Québec,  
Syndicat des professionnels et professionnelles du gouvernement  
du Québec.

## **Environnement et agriculture**

Amis de la Terre de Québec,  
Association des biologistes du Québec,  
Association pour la protection de l'environnement de Rigaud,  
Centre de conservation du Québec,  
Fédération de l'U.P.A - Estrie,  
Fédération de l'U.P.A de St-Jean-Valleyfield,  
Fédération de l'UPA de Saint-Hyacinthe,  
Groupe de recherche appliquée en macroécologie,  
Les Amis de la montagne,  
Les Amis de la vallée du Saint-Laurent,  
Mouvement Au Courant,  
Mouvement écologique du Haut-Richelieu,  
Regroupement national des Conseils régionaux en environnement  
du Québec,  
Syndicat de l'UPA de Saint-Rémi,  
Union des producteurs agricoles,  
Union québécoise pour la conservation de la nature.

## **Autres associations et groupes communautaires**

Ambulance Saint-Jean,  
Armée du Salut,  
Association des citoyens Perrottdamois,  
Association des consommateurs du Québec inc.,  
Association locale des personnes handicapées de la région de  
Chambly,  
Association pour le mieux-être des citoyens de Sainte-Marthe,  
Association québécoise pour la défense des droits des personnes  
retraitées et pré-retraitées,  
Association québécoise pour la défense des droits des personnes  
retraitées et pré-retraitées (Granby),  
Caritas Internationalis,  
Centre communautaire Marcel Bertrand,  
Centre d'action bénévole de la Vallée du Richelieu,  
Centre de bénévolat d'Acton Vale,  
Coalition des citoyens du Val Saint-François,  
Comité de citoyens Saint-Jacques-le-Mineur,  
Comité de vigilance des citoyens de Rivière-des-Prairies,  
Comité d'école de l'école René-Guénette,  
Croix-Rouge canadienne, division du Québec,  
Fédération des centres d'action bénévole du Québec,  
Fédération des Moissons du Québec,  
Forum des citoyens aînés de Montréal,  
Héritage Montréal,  
Jeunesse au Soleil,  
La Maison du Québec sur roues,

Le Café de la débrouille,  
Moisson Montréal inc.,  
Regroupement de l'âge d'or,  
Regroupement des centres d'action bénévole de la Montérégie,  
Regroupement des comités de logements et associations de locataires du Québec,  
Service bénévole de protection de la communauté,  
Société pour la prévention de la cruauté envers les animaux,  
Société de Saint-Vincent-de-Paul (Conseil provincial du Québec),  
Solidarité rurale du Québec,  
Table régionale des organismes communautaires et bénévoles de la Montérégie,  
Vigie Énergie.

#### H. Autres organisations ou institutions

Aéroports de Montréal,  
Assemblée des Évêques du Québec,  
Association de climatologie du Québec,  
Centre d'urgence aux entreprises de la Vallée du Richelieu,  
Collège Ahunstic,  
Comité d'experts mandaté par le conseil d'administration d'Hydro-Québec,  
Comité d'organisation de mesures d'urgences régionales du territoire de la MRC de Charlevoix-Est,  
Conseil prévention et gestion pour sinistres et crises,  
Députés de l'Ouest de l'Île de Montréal,  
Habitations les II Volets,  
Patrouille routière régionale du Québec,  
Service d'intervention d'urgence du centre du Québec,  
Université de Montréal,  
Université de Sherbrooke.

#### 2 Experts ayant contribué aux travaux de la Commission en acceptant une invitation à participer aux audiences publiques

Dr Marcel Boucher, directeur des services professionnels à l'hôpital Charles-Lemoyne  
M. Pierre Cazalis, consultant, ancien directeur du programme de formation en sécurité civile de l'École nationale d'administration publique  
M. Pierre McComber, professeur en génie mécanique à l'École de technologie supérieure  
M. Thierry Pauchant, professeur à l'École des Hautes Études Commerciales  
M. Giao Trinh, Ing. Ph. D, ingénieur à la retraite

3 Personnes ayant contribué aux travaux de la Commission en participant aux audiences, aux forums publics ou en acheminant un avis écrit

Mmes et MM. Paul Albert,	Louis De Kinder,
Maurice Allard,	Rosario Demers,
Chantal Bachand,	Robert Denis,
Claude Baril,	Pierre Desautels,
Gilbert Beaulieu,	Guy Deschambeault,
Yves Beaugard,	Nicole Desrochers,
Yvan Bédard,	Antoine Doyon,
Claude Bélanger,	Michel Downay,
Germain Bélanger,	Hélène Duchesneau,
Rachel Belisle,	Jean-François Dumouchel,
Pierre Bergeron,	Hugues Dupuis,
Laurence Bergevin,	Ronald Ewing,
Jacques Bertrand,	Lise Fecteau,
Jean Bissonnette,	Jean-Marc Ferland,
Danielle Bombardier,	Serge Ferland,
Sébastien Bonacho,	Bertrand Fredette,
Claude Bordeleau,	Claude Gagnon,
Léonce Boulanger,	Sébastien Gagnon,
André Bouthillier,	Paulyne Gauvin,
Jacques Boyer,	Nicole Gingras,
Jean Brunelle,	Elinor Post Glazer,
Nicole Brunelle,	Nicole Gobeil,
Paul-Aimée Carbonneau,	Sonia Gould,
Mario Cardinal,	François Granger,
Jean Casaubon,	Yvon Gravel,
M. Champagne,	Sylvie Grenier,
François Charbonneau,	Raymond Guay,
René Chartier,	Marc-André Guertin,
Irène Cinq-Mars,	Ernest Haim,
Paul-Émile Cloutier,	Rock Harvey,
Michel Couture,	Doreen Hayes,
Normand Couture,	Madeleine Houde,
Émile Daigneault,	Josef Husler,
Louise Dallaire,	Dale Irwin,
M. Daviau,	Madeleine Jeancolas,
Stéphane David,	Doug King,
Paul de Bané,	Jonathan Labelle,
Jean-Claude De Brouwer,	André Laflamme,

Patrick Lahaie,	Louis Piché,
André Laliberté,	Yvan Picotin,
Claude Lalonde,	Olivier M. Plouffe,
Denis Lalonde,	Bernard A.Power,
Raymond Lalonde,	Denis Proulx,
Lucien Landry,	Jean Rémillard,
Yvon Landry,	Gérard Messier Rivard,
Jacqueline Lapierre,	Denis Robert,
Claudette Lapointe,	Marcel Robidas,
Hélène Laramée,	Paul Robin,
Robert Laramée,	Huguette Robitaille,
M. Larivière,	Carole Rouet,
Frédérique Laurence,	Stéphane Rousseau,
Diane Lavigne,	Luce Roy,
Normand Lefebvre,	Roger Roy,
Gisèle Legault,	René Ryan,
Guy R. Legault,	Gilles Sabourin,
Gilles Lemieux,	Claude Saint-Jarre,
Marc Lesage,	Dominique M. Saint-Pierre,
Gilles Léveillé,	Joan Salvail,
Thérèse Lévesque,	Claude Samson,
Bertrand Loiselle,	Pierre Séguin,
M. Lortie, Gaston Lussier,	Marthe Sénécal Millas,
Roger Lussier,	Serge Simard,
Marcel Mailloux,	Carole Sirois,
Walter Mareck,	Johanne St-Laurent,
Paul Martin,	Dominique St-Pierre,
Roger McNicoll,	Solange St-Pierre,
Christian Mertin,	Gilberte Tessier,
Jacqueline Monette,	Georges Thériault,
Alain Mongeau,	Marilyn Thompson,
André Monty,	Mme Touchette,
Pierre Morency,	Agathe Tremblay,
Mme Mucci,	François Tremblay,
Sherley Nelson,	Michelle Trudel,
Yvan Paquette,	Guylaine Vachon,
Michel Perrier,	Pierre Végiard,
Raymond Perrier,	Denis Vincent,
Yves Pétilion,	David E. Wojick.



Achévé d'imprimer en mai 1999  
sur les presses des Impressions Stamps inc.  
à Québec