

ANNEXE 1

**LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ ET
LES CONDITIONS CLIMATIQUES**

PHASE ET I ET II

La demande d'électricité
et
les conditions climatiques

Phase I

Réalisé par

Michel Grenier

MICHEL GRENIER

Mathématicien

Responsable

Marcel Fournier

MARCEL FOURNIER

Chef de division

DIVISION PRÉVISION DES CHARGES

Décembre 1982

AVANT-PROPOS

Le but de la présente étude est double. En premier lieu, nous présentons les différentes phases d'un projet visant à mettre au point un modèle de prévision de la demande d'électricité selon les conditions climatiques. En second lieu, nous décrivons les différentes étapes suivies pour la première phase de ce projet, phase qui consistait à établir un modèle de prévision en fonction des conditions climatiques hivernales, ainsi que les résultats obtenus.

REMERCIEMENTS

L'auteur tient à remercier de leur collaboration Jean-Louis Bisson, Raymond Gauthier et Raymond Therrien.

Deux autres personnes, qui appartiennent elles aussi au service Charges et Ressources d'Hydro-Québec, doivent être remerciées : Denis Dugas pour ses précieux conseils sur les phénomènes qui affectent la demande d'électricité, et Jacques Richard pour son aide en informatique.

L'auteur remercie également le service Rédaction et Terminologie qui a accepté de relire le présent document.

TABLE DES MATIÈRES

AVANT-PROPOS	i
REMERCIEMENTS	ii
TABLE DES MATIÈRES	iii
LISTE DES TABLEAUX	iv
1 INTRODUCTION	1
2 PREMIÈRE PHASE	3
2.1 Première étape	3
2.2 Deuxième étape	4
2.3 Troisième étape	5
2.4 Quatrième étape	6
2.5 Cinquième étape	6
3 LE MODÈLE	7
3.1 Base (h,j,t) : Demande de base en puissance	8
3.2 Froideur (h,j,t) : Influence de la température et du vent	9
3.3 Précipitations (h,t) : Influence des précipita- tions	12
3.4 Nébulosité (h,t) : Influence de la présence des nuages	14
3.5 Soleil (h,t) : Influence de l'angle du soleil	15
3.6 Infiltration (h,t) : Influence de l'infiltration de l'air	15

TABLE DES MATIÈRES (suite)

3.7 Printemps (h,t) : Influence des conditions climatiques du printemps	16
3.8 Divers (h,t) : Autres facteurs	17
3.8.1 Pertes de transport : électricité excédentaire et exportation	18
3.8.2 Impact des décorations de Noël	18
3.8.3 Effet d'un printemps hâtif	19
4 ANALYSE STATISTIQUE DU MODÈLE	21
4.1 Niveau global	21
4.2 Niveau quotidien	22
4.3 Niveau horaire	23
5 CONCLUSION	25
TABLEAUX	27
RÉFÉRENCES	31
ANNEXE A FONCTION DÉTERMINANT LE COSINUS DE L'ANGLE D'INCIDENCE DU SOLEIL	33

LISTE DES TABLEAUX

	<u>Page</u>
TABLEAU 1 HIVER 1979 : Moyenne des résidus en valeur brute et en valeur absolue 	27
TABLEAU 2 HIVER 1980 : Moyenne des résidus en valeur brute et en valeur absolue 	28
TABLEAU 3 HIVER 1981 : Moyenne des résidus en valeur brute et en valeur absolue 	29
TABLEAU 4 LES TROIS HIVERS : Moyenne des résidus en valeur brute et en valeur absolue 	30

1 INTRODUCTION

La mise au point d'outils qui permettent d'évaluer et de prévoir l'impact des phénomènes climatiques sur la demande d'électricité du réseau est essentielle pour Hydro-Québec, puisque la demande est largement tributaire des conditions climatiques, surtout l'hiver. Il suffit de rappeler quelles économies on peut réaliser à l'aide d'une prévision précise de la pointe annuelle ou d'une bonne répartition des puissances horaires des prochaines 36 heures pour constater l'intérêt d'un tel outil. La gestion du réseau s'en trouve facilitée et, surtout, moins dépendante des caprices de la nature.

Mais le sujet est fort complexe. Plusieurs modèles ont été analysés et essayés ([1, 10, 12]) mais tous présentaient l'une des lacunes suivantes : la demande à l'échelle d'une vaste région géographique était expliquée par les conditions climatiques à une seule station météorologique ; la persistance de l'effet de la température sur la consommation était négligée ; la température constituait souvent la seule variable explicative du modèle ; les variations des habitudes humaines dans la consommation d'électricité étaient souvent ignorées.

En effet, la taille du réseau d'Hydro-Québec est un obstacle, et obtenir une évaluation juste et simple des conditions climatiques pour l'ensemble de la province est difficile. Il y a aussi une question de diversité : au plan des habitudes individuelles des consommateurs, et au plan de la qualité de l'isolation des habitations, de leur orientation et de leur localisation. Autant de composantes qui influent sur la consommation énergétique d'un bâtiment.

Le projet

Vu la complexité du problème, il a fallu procéder en plusieurs phases. La première phase a consisté à établir un modèle d'analyse de la

consommation en fonction des conditions climatiques hivernales. Pour ce faire, il a fallu choisir les variables les plus influentes, en élaborer quelques autres, puis évaluer leur impact sur la consommation, compte tenu des limites de la vraisemblance.

La deuxième phase vise à modifier ce modèle d'analyse en un modèle de prévision. C'est-à-dire déterminer comment ou par quelle méthodologie nous allons faire évoluer, d'un hiver à un autre, les différentes évaluations de l'impact des variables influentes.

La troisième phase est la phase de généralisation. C'est-à-dire celle où l'on élargit la plage temporelle d'application du modèle d'analyse et de prévision, où l'on précise davantage l'emploi de certaines variables et, au besoin, où l'on inclut des variables provenant d'autres domaines, comme l'économie, la démographie... Éventuellement, il serait intéressant d'ajouter au modèle la dimension de la consommation sectorielle.

Le présent ouvrage expose les démarches et les résultats concernant la première phase du projet seulement. Le chapitre 2 traite du plan d'expérience et des différentes étapes entreprises durant cette première phase. Au cours des chapitres suivants, nous présentons le modèle d'analyse et une synthèse des statistiques établissant l'efficacité du modèle. Une mise à jour des réalisations de cette première phase et un aperçu des phases à venir du projet complètent cette étude.

2 PREMIÈRE PHASE

Rappelons que la première phase du projet consiste à rendre opérationnel un modèle d'analyse de la demande d'électricité en hiver en fonction des conditions climatiques. Plusieurs approches ont été proposées mais toutes sous-estimaient la complexité de cette tâche.

La température exerce bien sûr un effet très important sur la consommation, mais il ne faut pas négliger les effets du vent, de la nébulosité, des précipitations et de la position du soleil. La demande d'électricité varie surtout selon les conditions climatiques, aussi il est important d'avoir une même couverture géographique pour ces deux phénomènes, la demande et le climat. De plus, il ne faut pas oublier que, s'il y a des variations au plan des conditions climatiques, il y en a aussi au plan des habitudes de la population. C'est sous cet angle que nous avons abordé la première phase de notre projet.

2.1 Première étape

La première étape de la première phase du projet consiste à définir la façon dont sera constitué l'échantillon de données et à en identifier la source.

Le problème étant suffisamment complexe, nous avons préféré étudier chaque hiver de façon indépendante. Cette approche permettait de ne pas tenir compte de l'influence des conditions économiques, sociales et démographiques qui, au cours d'un hiver, varient légèrement, mais qui peuvent varier de façon importante d'un hiver à l'autre. Nous éliminons ainsi le problème du changement quantitatif dans l'effet des variables climatiques d'un hiver à l'autre. Trois hivers ont été étudiés : celui de 1979-1980, de 1980-1981 et de 1981-1982. Et, afin d'avoir une bonne représentation de la demande d'électricité en période hivernale, nous avons analysé les

historiques de puissances horaires des mois de novembre à mars, à l'exception des deux semaines de Noël et du Nouvel An. En effet, la période de vacances des Fêtes modifie profondément les habitudes dans la consommation d'électricité.

En ce qui concerne la source de nos données, les deux principaux historiques de puissances horaires proviennent du réseau d'Abitibi 60 Hz et du réseau principal. Il existe aussi une foule d'informations concernant des relevés à différents postes disséminés dans toute la province mais, voulant obtenir dans un délai raisonnable un modèle de prévision de la demande horaire à l'échelle du réseau d'Hydro-Québec, nous avons préféré baser le modèle sur le réseau principal.

2.2 Deuxième étape

En seconde étape, il s'agissait d'établir l'ordre des phénomènes à évaluer, et de choisir un sous-ensemble de l'historique horaire de la demande d'électricité.

Au cours de l'hiver, il y a une période horaire où la demande est influencée par un minimum de phénomènes : il s'agit d'un certain nombre d'heures la nuit, où l'activité humaine est à son minimum. Dans le cas du réseau d'Hydro-Québec, ce sont spécialement les quatre nuits du lundi soir au vendredi matin où les habitudes de consommation sont les plus semblables. Pour les périodes horaires de ces quatre nuits, les principaux phénomènes influant sur la demande sont le froid et les précipitations. Les variables comme la nébulosité et l'angle d'incidence du soleil ont davantage d'influence lorsqu'il fait jour.

2.3 Troisième étape

La troisième étape consistait à évaluer l'effet du principal facteur à faire varier la demande, le froid. Comment quantifier cette sensation afin de mieux expliquer les variations de la demande provinciale ? Nous sommes partis des principes suivants : la sensation du froid peut s'expliquer par la température et le vent ; cette sensation, à l'intérieur d'une habitation, ne dépend pas complètement des conditions au même moment à l'extérieur, mais plutôt des conditions prévalant au cours des heures précédentes ; il serait possible d'élaborer un facteur de froideur provincial si l'on tient compte de plus d'une station météorologique.

Cette démarche nous a amené, en un premier temps, à utiliser les données d'un sous-réseau d'Hydro-Québec, celui de l'Abitibi 60 Hz. Ces données ont permis de résoudre les deux premiers points.

C'est au cours de cette étape que nous avons constaté l'importance de la variation des habitudes de consommation au cours d'un hiver. Cette modification des habitudes peut être caractérisée de deux façons : les consommateurs ont tendance à utiliser tous leurs appareils de chauffage lorsqu'il fait froid ; l'introduction du chauffage d'appoint se fait quand le chauffage principal ne suffit plus, mais il demeure en opération beaucoup plus longtemps qu'il n'est nécessaire.

Il y a aussi un second phénomène, qui est important mais difficilement quantifiable : le chauffage de l'eau. En hiver, la température de l'eau décroît graduellement jusqu'en février. Ainsi, le chauffage de l'eau nécessite plus d'énergie à mesure que l'hiver avance. Ce phénomène est présentement à l'étude ([4]). Nous avons préféré, pour la première phase, traiter globalement toutes ces variations dans les habitudes de consommation.

2.4 Quatrième étape

La quatrième étape consistait à introduire les autres variables météorologiques telles les précipitations, la nébulosité et l'angle d'incidence du soleil.

Les précipitations ont un double effet : elles augmentent le taux des pertes d'énergie lors du transport et de la distribution d'électricité, et elles influencent les habitudes des consommateurs. Ce deuxième effet se fait très peu sentir durant les heures de nuit. Nous avons tenté d'abord d'évaluer globalement la demande supplémentaire de puissance liée aux précipitations. Pour ce, il a fallu établir une classification selon la nature des précipitations ainsi qu'une liste de stations météorologiques qui expliquent ces pertes supplémentaires sur le réseau.

Quant à l'effet sur les habitudes de la population, cet effet s'additionnant au précédent, l'évaluation du phénomène devenait simple. Rappelons que la modification des habitudes survient surtout durant le jour. Elle se traduit par l'utilisation de l'éclairage artificiel et par la sédentarisation des consommateurs.

Quant à la nébulosité et à l'angle d'incidence du soleil, ils influent tout spécialement sur l'utilisation du système d'éclairage et de chauffage.

2.5 Cinquième étape

En dernier lieu, nous évaluons l'effet d'autres variables comme l'éclairage de Noël, les pertes de transport associées aux ventes d'électricité excédentaire et à l'exportation et la venue d'un printemps hâtif. Le fait d'inclure un maximum de phénomènes a deux conséquences : outre le fait qu'on évalue des phénomènes supplémentaires, cette approche permet de mieux évaluer les effets spécifiques à chacune des variables climatiques.

3 LE MODÈLE

La première phase du projet a abouti à la mise au point d'un modèle d'analyse de la demande d'électricité en période hivernale en fonction des conditions climatiques.

Le modèle fait appel à quatre variables climatiques : soit la température, le vent, la nébulosité et les précipitations. Les relevés proviennent de six stations météorologiques. D'autres variables sont également utilisées comme l'angle d'incidence du soleil, la quantité de puissance affectée à l'exportation et à l'excédentaire, et des informations temporelles comme le temps des Fêtes et le début du réchauffement du printemps. Plus de 170 paramètres sont nécessaires pour expliquer les 4 000 mesures de la puissance horaire d'une période hivernale. La moitié de ces paramètres servent à définir les trois seules courbes horaires qui représentent les différences entre la demande d'un jour ouvrable et celle d'un samedi et d'un dimanche au cours d'un hiver.

D'une manière globale, le modèle peut être représenté par la fonction suivante :

$$\begin{aligned}
 \text{Puissance (h,j,t)} &= \text{base (h,j,t)} \\
 &+ \text{froideur (h,j,t)} \\
 &+ \text{précipitations (h,t)} \\
 &+ \text{nébulosité (h,t)} \\
 &+ \text{soleil (h,t)} \\
 &+ \text{infiltration (h,t)} \\
 &+ \text{printemps (h,t)} \\
 &+ \text{divers (h,t)}
 \end{aligned}$$

Chaque membre de la fonction est décrit en détail dans les pages qui suivent. Cependant, soulignons que les trois composantes temporelles du modèle sont l'heure "h", la journée "j" et le numéro de séquence du jour

"t". L'évaluation des paramètres a été faite en fonction de deux objectifs : minimiser la somme des résidus en valeur absolue ; respecter des bornes entre lesquelles la valeur du paramètre peut être retenue.

Ces bornes sont établies en fonction d'un critère de vraisemblance et d'un degré minimal de signification. Le principal outil pour réaliser cette démarche est le sous-programme de la librairie IMSL, soit ZXSSQ. Ce sous-programme utilise une méthode de recherche extrême, l'algorithme de Levenberg-Marquart.

Décrivons maintenant chacun des membres de la fonction représentant le modèle selon l'ordre de présentation donné ci-dessus.

3.1 Base (h,j,t) : Demande de base en puissance

Les habitudes sociales engendrent une certaine constance dans la demande minimale de la puissance électrique du réseau. Cette constance peut être perçue au plan des heures et des jours. Et parce qu'il y a évolution du domaine économique et social, nous assistons à une variation temporelle de ce niveau de base dans la demande. Mais dans la mesure où l'on veut exprimer le plus simplement possible les variations horaires de la demande, par suite de tests, les différences quotidiennes ont été classées de la façon suivante :

- il n'y a aucune différence entre la demande horaire d'un mardi et celle d'un mercredi, d'un jeudi ou d'un vendredi ;
- dans le cas du lundi, il suffit d'apporter une légère correction à la courbe horaire du mardi au vendredi ;
- la courbe horaire correspondant à la demande du samedi et du dimanche est différente de celle des jours ouvrables.

Mathématiquement, la fonction Base a la forme suivante :

$$\text{Base } h,j,t = a_{h,j} + \text{lundi}_{h,j} + ct$$

- $\text{Base}_{h,j,t}$: Cette fonction évalue la consommation de base à l'heure "h", du jour "j" au temps "t". La valeur "h" varie de 1 à 24 ; "j" peut prendre l'une des trois valeurs suivantes :

1 pour les jours ouvrables (lundi au vendredi) ;

2 pour le samedi ;

3 pour le dimanche.

La valeur "t" est le numéro de séquence de la journée traitée.

- $\text{lundi}_{h,j}$: Fonction qui permet de modifier la courbe horaire des jours ouvrables pour le lundi :

$$\text{lundi}_{h,j} = b_0 + b_1h + b_2h^2 + b_3h^3 + b_4h^4 + b_5h^5$$

- a,b,c : Paramètres à calculer. Noter que la valeur de "c" indique le nombre de mégawatts d'augmentation par jour.

Dans une phase ultérieure du projet, il sera possible de décomposer cette demande de base en fonction des différents secteurs de la consommation. En outre, il serait possible d'expliquer le taux de variation quotidienne en fonction d'une variable plus explicative que le temps (t).

3.2 Froideur (h,j,t) : Influence de la température et du vent

La fonction froideur constitue le coeur du modèle. Son mode d'action est quadruple :

- elle lie la température au vent : c'est le facteur de froideur ;
- elle détermine un facteur de froideur basé sur la persistance des conditions climatiques (température et vent avant l'heure h) ;

- elle détermine le facteur de froideur provincial, par la moyenne pondérée des stations météorologiques ;
- elle évalue les changements dans la quantité de puissance demandée selon le mois de l'année.

Mathématiquement, elle a la forme suivante :

$$\begin{aligned} \text{Froideur}_{h,j,t} &= a_{0,j} + a_{1,j}z_{h,t} + a_{2,j}z_{h,t}^2 + a_{3,j}z_{h,t}^3 + a_{4,j}z_{h,t}^4 \\ &\quad + H(h)z_{h,t} \\ \text{où } z_{h,t} &= \left\{ \sum_{i=1}^R r_i \sum_{k=0}^P \left[\exp(b_0 + b_1k + b_2k^2) \right] \left[b_3T_{h-k,t,i} \right. \right. \\ &\quad \left. \left. + b_4V_{h-k,t,i} T_{h-k,t,i} + b_5 \sqrt{V_{h-k,t,i}} \right. \right. \\ &\quad \left. \left. + b_6T_{h-k,t,i} \sqrt{V_{h-k,t,i}} \right] \right\} + b_7 \sin(b_9t) + b_8 \cos(b_9t) \\ H(h) &= a_{5,j} + a_{6,j}h + a_{7,j}h^2 \quad \text{où } H(h) \geq 0 \end{aligned}$$

- Froideur_{h,j,t} : Cette fonction évalue la puissance (MW) qui sera demandée selon les conditions de température et de vent dans la province, et aussi selon des circonstances temporelles. La notation (h,j,t) comporte les trois dimensions temporelles utilisées : l'heure (h), la journée (j) et le numéro de séquence du jour (t). Rappelons que la définition de la journée est la suivante :

j = 1, pour un jour ouvrable ;

j = 2, pour un samedi ;

j = 3, pour un dimanche.

- $Z_{h,t}$: Facteur de froideur provincial.
- $T_{h,t,i}$: Degré de température ($^{\circ}\text{C}$) à l'heure "h", au jour "t", à la station "i".
- $V_{h,t,i}$: Vitesse du vent (km/h) à l'heure "h", au jour "t", à la station "i".
- P : Nombre d'observations horaires de la température et du vent nécessaires au calcul du facteur de froideur à chaque station. Pour la première phase du projet, nous avons fixé la valeur de P à 36 ; c'est le facteur de persistance des variables climatiques de température et de vent en ce qui a trait à la demande en électricité.
- R : Nombre de stations nécessaires pour établir le facteur de froideur provincial. Au début, il y avait sept stations, mais après plusieurs tests, leur nombre a été réduit à cinq : Montréal, Québec, Sherbrooke, Sept-Îles et Ottawa. Pour la station de Montréal, les valeurs s'obtiennent en faisant la moyenne horaire des données des stations de Dorval et de Saint-Hubert.
- a,r,b : Paramètres calculés par des techniques mathématiques.
- Noter que r_i représente l'importance du facteur de froideur à la station "i".
- L'expression $\exp (b_0 + b_1k + b_2k^2)$ est une fonction de pondération. Elle permet d'obtenir une moyenne pondérée des conditions climatiques température-vent.
- L'expression $b_3T + b_4VT + b_5\sqrt{V} + b_6T\sqrt{V}$ s'apparente à celle utilisée par le Service de l'environnement atmosphérique pour évaluer le facteur de froideur du vent.

- L'expression $b_7 \sin(b_9 t) + b_8 \cos(b_9 t)$ simule l'évolution des changements dans la quantité de puissance demandée selon le mois de l'année. Ce phénomène est très important en hiver.

Une composante indépendante des conditions climatiques a été ajoutée à cette fonction en raison des tests effectués. Il faut noter qu'une bonne partie du supplément de puissance demandée dépend du chauffage d'appoint, ou d'autres appareils, que les consommateurs mettent en marche selon leurs habitudes personnelles ou selon les circonstances climatiques. Aussi, au cours d'un hiver, l'énergie utilisée pour chauffer l'eau varie presque comme une fonction sinusoïdale. Cette fonction simple reflète l'évolution de plusieurs phénomènes. Un de nos projets futurs consiste à préciser cette expression.

Nous pourrions aussi augmenter le nombre d'heures de persistance. En effet, des essais ont montré que la période de persistance peut s'étendre jusqu'à 54 heures. Mais de multiples contraintes lors de la phase de développement du modèle d'analyse nous ont obligé à réduire ce nombre à 36 heures.

3.3 Précipitations (h,t) : Influence des précipitations

L'influence des précipitations se fait sentir à deux niveaux : sur les pertes de transport et de distribution de l'électricité et sur les habitudes de consommateurs.

La fonction se présente comme suit.

$$\text{Précipitations}_{h,t} = [a_1 Q_{h,t} + a_2 S_{h,t} + a_3 T_{h,t} + a_4 R_{h,t}] C_{h,2} + b_{h,t} M_{h,t}$$

- $\text{Précipitations}_{h,t}$: Cette fonction évalue l'effet des précipitations en mégawatts.

- $Q_{h,t}$ et $S_{h,t}$: Qualité des précipitations aux stations de Québec et de Sept-Îles. Les précipitations sont ainsi classées : 2 pour la pluie ou le verglas ; 1, pour la neige ; 0, dans tous les autres cas.
- $T_{h,t}$, $R_{h,t}$: Étendue des précipitations. S'il pleut simultanément aux stations de Dorval, de Sherbrooke et de Québec : la variable $T = 1$, sinon $T = 0$. S'il pleut aux stations d'Ottawa, de Dorval, de Sherbrooke et de Québec : la variable $R = 1$, sinon $R = 0$.
 Cette variable permet d'évaluer l'importance de la pluie sur tout le territoire québécois. Noter que si la température est supérieure à -2 °C et qu'il neige, ce cas est traité comme de la pluie.
- Ch,t : Puissance (MW) présente sur le réseau à l'heure "h", au jour "t".
- $M_{h,t}$: S'il y a des précipitations dans la région montréalaise, c'est-à-dire à la station de Dorval ou de Saint-Hubert, la variable M vaut 1, sinon $M = 0$.
- a_i , b_h : Paramètres calculés par des techniques mathématiques. Dans le cas de b_h , la valeur est nulle si l'heure appartient à la plage 17 h à 11 h.

Il faut noter que la fonction Précipitations utilise des variables représentant la qualité des précipitations, et non leur quantité, parce que ces données ne sont pas entièrement disponibles à l'échelle horaire. De plus, dans le cas de l'influence des précipitations sur les habitudes de consommation, nous avons préféré, pour la première phase du projet, utiliser uniquement les précipitations sur la région montréalaise. Quoique moins influente que la froideur, cette fonction a permis d'expliquer des demandes supplémentaires de 900 MW.

3.4 Nébulosité (h,t) : Influence de la présence des nuages

La fonction Nébulosité est très simple, elle permet d'évaluer l'impact de la nébulosité sur la demande. Elle se présente sous la forme suivante :

$$\text{Nébulosité}_{h,t} = a_h M_{h,t}$$

- $M_{h,t}$: Nébulosité dans la région montréalaise ; c'est la moyenne horaire des taux de nébulosité aux stations de Dorval et de Saint-Hubert. Sa valeur varie entre 0 et 10.
- a_h : Paramètres calculés par des techniques mathématiques. Les valeurs de a_h sont positives si l'heure appartient à la plage 8 h à 18 h, sinon elles sont nulles.

Cette fonction, quoique fort valable, est encore insuffisante à nos yeux : en effet, la variable indique la présence de nuages mais non leur consistance. Une variable, plus intéressante, mais non disponible à l'échelle horaire à notre connaissance, indiquerait l'épaisseur des nuages, c'est-à-dire qu'elle quantifierait la lumière qui perce à travers les nuages, facteur qui a un impact direct sur l'éclairage et le chauffage.

De plus, dans la première phase du projet, nous n'utilisons que les données de la région montréalaise, ce qui a quand même permis d'expliquer des demandes de 500 MW. Il conviendrait ultérieurement d'introduire les données portant sur la nébulosité d'autres centres importants de consommation.

3.5 Soleil (h,t) : Influence de l'angle du soleil

L'effet de l'angle du soleil est multiple. En fait, l'angle du soleil indique s'il fait noir, sombre ou clair ; plus simplement, si le soleil est couché ou non. Il reflète aussi l'importance de la durée de la clarté durant une journée et de l'impact du chauffage passif des maisons. Tous ces effets peuvent s'évaluer par la simple fonction suivante.

$$\text{Soleil}_{h,t} = a_h A_{h,t}$$

- $A_{h,t}$: Cosinus de l'angle du soleil à l'heure "h", au jour "t", à la latitude 46 ° et à la longitude 73 °. Ce point géographique se situe légèrement au nord-est de Montréal.
- a_h : Paramètres calculés par des techniques mathématiques : leur valeur est nulle entre 19 h et 6 h, et positive pour les autres heures.

La variable Soleil a permis d'expliquer des variations atteignant 1 500 MW. Nous n'avons pas cru bon d'utiliser plus d'une variable de cette nature pour la première phase du projet. Toutefois, il serait bon de mettre au point une fonction basée à la fois sur la position du soleil et sur la nébulosité.

3.6 Infiltration (h,t) : Influence de l'infiltration de l'air

La fonction Infiltration permet d'établir l'effet de l'infiltration de l'air sur la consommation. Ce phénomène a un effet instantané et dépend principalement de la vitesse du vent et de la température. Elle prend la forme suivante.

$$\text{Infiltration}_{h,t} = a_1 (a_2 - T_{h,t})^{a_3} (V_{h,t} - a_4)^{a_5}$$

- $T_{h,t}$ et $V_{h,t}$: Degré de température et vitesse du vent, pour la région montréalaise. Ces variables s'obtiennent en calculant la moyenne horaire des relevés (h et h-1) aux stations de Dorval et de Saint-Hubert.
- a_i : Paramètres calculés par des techniques mathématiques.

L'infiltration de l'air a un effet quasi instantané. Le vent fait pénétrer davantage l'air de l'extérieur dans les habitations et contribue ainsi fortement à augmenter le nombre de changements d'air à l'heure. La variable température reflète l'importance de l'impact du changement d'air : plus l'air est froid, plus ce nouvel air absorbe de l'énergie pour atteindre une température confortable. Pour la première phase du projet, nous avons utilisé uniquement cette donnée dans la région montréalaise, ce qui permet cependant d'expliquer des demandes supplémentaires de 500 MW.

3.7 Printemps (h,t) : Influence des conditions climatiques du printemps

La fonction Printemps joue un rôle d'ajustement de l'évaluation des effets déterminés par les variables climatiques prises une à la fois. Elle entre en fonction à partir de la dernière semaine complète de février, entre 9 h et 18 h. Elle évalue la baisse de la consommation due au réchauffement printanier, et les effets de l'interrelation de la nébulosité, de la température et du vent. La fonction se présente comme suit :

$$\text{Printemps}_{h,t} = a_0 + a_1 h + a_{2,h} (1 + a_3 (t-D)) [(N_{h,t} + a_4)^{a_5} (a_6 - T_{h,t})^{a_7} (V_{h,t} - a_8)^{a_9}]$$

- D : Valeur chronologique de même nature que "t". Sa valeur dépend de la position dans le temps du dimanche le plus près du 20 février.
- $N_{h,t}$, $V_{h,t}$, $T_{h,t}$: Nébulosité, vitesse du vent et température, dans la région montréalaise. Ces valeurs s'obtiennent en calculant la moyenne horaire des relevés aux stations de Dorval et de Saint-Hubert.
- a : Paramètres calculés par des techniques mathématiques ; les valeurs de $a_{h,t}$ sont positives si $h \in [9, 18]$, sinon elles sont nulles.

Cette fonction fut introduite après une analyse de la consommation durant les mois de février et de mars. En effet, à cette époque, l'impact du triplet soleil-température-vent est très important. Pensons par exemple à une journée ensoleillée où la température demeure inférieure à 0 °C. Le phénomène du chauffage passif (effet du soleil) peut réduire grandement l'utilisation du système de chauffage. Il s'est avéré qu'on explique ainsi des variations de plus de 1 000 MW.

Un de nos projets futurs est d'utiliser une fonction semblable pour l'automne. En effet, ce n'est pas nécessairement un phénomène climatique unique qui déclenche la mise en marche du système de chauffage, mais bien une multitude de ces phénomènes. L'augmentation comme la diminution du stock chauffant prêt à se mettre en marche est une question importante.

3.8 Divers (h,t) : Autres facteurs

La fonction Divers a été créée afin de simplifier l'écriture du modèle. Elle regroupe des phénomènes simples mais différents qui s'additionnent les uns aux autres : pertes de transport associées aux ventes d'électricité excédentaire et à l'exportation ; impact des décorations de Noël ; effet d'un printemps hâtif.

3.8.1 Pertes de transport : électricité excédentaire et exportation

Dès la première phase du projet, nous voulions tenir compte du fait que le réseau subit des pertes de transport lors des ventes à l'exportation et d'énergie excédentaire. Ces pertes augmentent artificiellement les besoins prioritaires du réseau. Ne pouvant identifier dans tous les cas la source unique de production, nous avons évalué les pertes de la façon suivante.

$$\text{Pertes } (h,t) = aE_{h,t}$$

- . $E_{h,t}$: Puissance vendue à l'exportation et sous la forme d'excédentaire.
- . a : Valeur calculée représentant le facteur de perte qu'on accorde à la transaction.

La valeur calculée moyenne du taux de perte est de $\frac{1}{2}\%$.

3.8.2 Impact des décorations de Noël

Chaque hiver, les décorations de Noël occasionnent un appel supplémentaire de puissance. Nous voulions établir l'envergure de cet appel.

L'expérience a porté sur les deux semaines complètes précédant celle de Noël. Nous avons supposé que la demande varie trois fois au cours d'une journée : à l'ouverture des commerces, à la tombée du jour et à la fermeture des commerces. La journée a donc été divisée en trois périodes : de 23 h à 08 h ; de 09 h à 14 h ; de 15 h à 22 h.

Nous avons évalué l'impact de la façon suivante :

$$\text{Noël } (h,t) = a_h N_t$$

- . N_t : vaut 1 si la demande se produit durant les deux semaines précédant celle de Noël, sinon la variable vaut 0.

- . a_h : L'une des trois demandes moyennes en puissance, selon les périodes horaires fixées plus haut.

La moyenne des valeurs évaluées pour chacun des trois hivers s'établit ainsi :

- . 50 MW entre 23 h et 08 h ;
- . 90 MW entre 09 h et 14 h ;
- . 180 MW entre 15 h et 22 h.

3.8.3 Effet d'un printemps hâtif

Avec la crise de l'énergie est né le souci d'économiser : l'hiver 1980 a connu à cet égard un phénomène exceptionnel. Le mois de février 1981 fut de loin le plus chaud depuis les 30 dernières années, aussi, vu la chaleur relative qui régnait, la demande a chuté plus que prévu. Ce phénomène s'explique par une diminution inattendue du nombre d'appareils de chauffage prêts à fonctionner parce que les utilisateurs ont débranché une partie de leur stock d'appareils de chauffage, par mesure d'économie. Ce fut notre hypothèse de travail.

Nous avons calculé que cette chute de la demande est survenue après une série de 5 jours consécutifs où la température quotidienne fut supérieure à 5 °C. Pour faciliter les calculs, nous avons reporté la date de la chute au dimanche suivant cette série de 5 jours. Et puisque ce phénomène ne fait que précipiter le remisage éventuel des appareils de chauffage, nous faisons diminuer quotidiennement l'effet de ce phénomène jusqu'au moment où l'on revient aux conditions normales. Nous avons évalué l'impact de la façon suivante :

$$\text{Hâtif}(t) = a_0 + a_1 (t - D)$$

- . D : Date séquentielle dans le temps du dimanche suivant la série de 5 jours où la température moyenne dépasse 5 °C.

- . t : Date séquentielle dans le temps du jour traité.
- . a_0 et a_1 : Valeurs calculées par des techniques mathématiques : noter que $a_0 \leq 0$ et $a_1 \geq 0$.

La fonction n'est utilisée que lorsque $t \geq D$. Les résultats retenus sont négatifs ou nuls.

4 ANALYSE STATISTIQUE DU MODÈLE

La qualité d'un modèle peut être vérifiée par une foule de statistiques. Pour les besoins du présent ouvrage, nous avons choisi les plus simples, soit la moyenne des résidus et la moyenne des résidus en valeur absolue. Le résidu est la différence entre la demande observée et la demande estimée ; soulignons que le comportement des résidus donne une bonne image de l'efficacité d'un modèle. Avec près de 4 000 données pour chacun des trois hivers traités, l'efficacité du modèle a été analysée à trois niveaux : global, quotidien et horaire.

L'ensemble des résultats figure aux tableaux I, II, III et IV ; de ces tableaux nous avons tiré les informations suivantes.

4.1 Niveau global

Des trois hivers étudiés, c'est celui de 1979 qui a donné les meilleurs résultats, avec une moyenne des résidus en valeur absolue de 167 MW. Par rapport à la demande moyenne du mois de janvier 1980, ceci représente une variation de 1,4 %. La moyenne la plus élevée obtenue est de 196 MW, à l'hiver 1981. Cette différence peut s'expliquer par un phénomène climatique et économique.

En effet, le mois de décembre 1981 fut plus chaud de 83 degrés-jours de chauffe et les températures basses ne sont survenues que durant la seconde moitié du mois. Ceci a eu pour effet de retarder de façon significative la mise en marche de certains appareils de chauffage. Par contre, janvier 1982 fut le deuxième mois de janvier le plus froid des 30 dernières années, avec 161 degrés-jours de chauffe de plus que la moyenne. Un tel déséquilibre par rapport aux températures normales de décembre et janvier rend plus difficile l'évaluation de l'impact des conditions climatiques, spécialement en ce qui concerne l'effet du froid.

Il faut aussi rappeler le contexte économique assez tendu de l'hiver 1981-1982 qui a peut-être contribué, dans plusieurs entreprises, à une fermeture s'étendant au-delà de la période habituelle des Fêtes. En plus, la grève de la CTCUM est venue bouleverser les habitudes de consommation pendant plus d'une semaine. Autant de phénomènes à ne pas négliger et qui seront analysés dans une étude ultérieure.

4.2 Niveau quotidien

Pour l'analyse de la demande journalière, nous restreindrons nos remarques à trois groupes de statistiques : pour les jours ouvrables, moyenne des résidus réels et des valeurs absolues des résidus ; pour les jours de fin de semaine, moyenne des valeurs absolues des résidus.

Cette distinction nous est proposée par la construction même du modèle. En effet, la demande est estimée de la même façon qu'il s'agisse d'un mardi, d'un mercredi, d'un jeudi ou d'un vendredi. Il n'y a aucune différence entre ces quatre jours. Pour le lundi, il faut seulement corriger légèrement la courbe horaire du mardi-vendredi. Avec cette approche, les deux moyennes donnent lieu à des interprétations intéressantes pour les jours ouvrables. Pour les fins de semaine, il fallait évaluer une courbe horaire spécifique à chacun des deux jours. Il s'ensuit que la moyenne des résidus sera nulle : c'est une condition d'estimation des paramètres. Mais la moyenne des résidus en valeur absolue garde tout son intérêt.

La moyenne quotidienne des résidus en valeur réelle pour les jours ouvrables varie très peu. Pour les trois hivers, elles oscillent entre ± 36 MW. Le plus grand écart entre les moyennes quotidiennes est survenu au cours de l'hiver 1981 : - 43 MW pour le jeudi et 58 MW pour le vendredi. Toutefois, c'est l'hiver 1979 qui présente la moyenne quotidienne la plus élevée, soit 60 MW. Au niveau d'une journée, cet écart maximal représente 1,4 GWh, soit moins de 0,5 % de la demande quotidienne au cours de cet hiver, résultat très satisfaisant.

La moyenne quotidienne des résidus en valeur absolue pour les jours ouvrables varie entre 158 et 210 MW. Ce sont les hivers de 1979 et de 1980 qui ont donné les meilleurs résultats : la moyenne la plus élevée ne dépasse pas 180 MW. Par contre, pour l'hiver 1981, les résultats varient de 168 à 210 MW.

Pour les moyennes quotidiennes des résidus en valeur absolue des deux jours de fins de semaine, il y a augmentation graduelle des moyennes : 169 MW pour 1979, 194 MW pour 1980 et 208 MW pour 1981.

4.3 Niveau horaire

Les résultats sont présentés de la même manière que dans le cas précédent. Nous analysons en détail les deux types de moyennes calculées au niveau horaire pour les jours ouvrables et pour la fin de semaine.

Une première remarque générale s'impose : la précision obtenue pour l'évaluation de la demande est meilleure durant les heures de nuit que durant le jour. Cette différence est de l'ordre de 30 %.

Pour ce qui est des moyennes des résidus pour les jours ouvrables, elles sont dans 97 % des cas inférieures à 150 MW. D'ailleurs, les moyennes horaires pour les trois hivers oscillent entre - 135 MW et + 133 MW, et 90 % d'entre elles sont inférieures à 100 MW. On note toutefois une légère différence entre la demande horaire des différentes journées ouvrables, spécialement celle du jeudi et du vendredi. Il serait intéressant de pouvoir expliquer ce phénomène et d'apporter des modifications à la fonction Base (h,j,t).

Pour ce qui est des moyennes des résidus en valeur absolue, les moyennes horaires des jours ouvrables évoluent sensiblement de la même façon, sauf à l'hiver 1981 où l'évaluation de la demande pendant les heures de nuit est moins bonne. Pour les trois hivers, le meilleur

résultat horaire est une moyenne de 77 MW et le pire de 281 MW. À l'échelle hebdomadaire, les moyennes horaires oscillent entre 130 et 228 MW et, pour l'ensemble des trois hivers, entre 148 et 215 MW.

Pour les deux jours de la fin de semaine, la variabilité entre les moyennes des résidus horaires en valeur absolue d'une même journée peut atteindre 213 MW. C'est l'évaluation de la demande des samedis de l'hiver 1981 qui est la moins bonne : en effet, la différence entre les moyennes les plus élevées au cours des trois hivers est de 51 MW.

5 CONCLUSION

La mise au point de ce modèle d'analyse offre de multiples avantages. Tout d'abord, cette nouvelle approche ouvre la voie à une gestion du réseau qui utilise les prévisions horaires des conditions climatiques. De plus, les résultats obtenus rendent disponibles une foule d'informations qui élucident l'impact des conditions climatiques sur la demande de puissance et d'énergie. La demande horaire de base au cours d'un hiver est représentée par trois séries quotidiennes de données : les variations de la demande de base sont ainsi des plus simplifiées. L'indice de froideur provincial donne instantanément un aperçu des conditions de température et de vent, à l'échelle de la province, qui affectent directement la demande. En outre, le modèle permet de quantifier l'effet de plusieurs variables influentes comme les précipitations, la nébulosité et la position du soleil. Des demandes supplémentaires de 900 MW, de 500 MW et de 1 800 MW respectivement ont ainsi pu être expliquées par les fonctions Précipitations, Nébulosité et Angle du soleil.

Il faut en outre rappeler que la demande horaire varie de plus de 8 000 MW au cours d'un hiver, et qu'au cours d'une journée, la différence entre la demande maximale et minimale peut être supérieure à 4 000 MW. Or, le modèle que nous avons élaboré explique la demande au cours des hivers 1979, 1980 et 1981, à 180 MW près. Des 420 jours que nous avons vérifié avec le modèle, moins de 1 % ne furent pas expliqués de manière satisfaisante. Quant aux demandes de la pointe annuelle, celles du 24 janvier 1980 et du 18 janvier 1982 furent expliquées à moins de 0,6 %, tandis que celle du dimanche 4 janvier 1981 le fut à 4 %. Au plan de l'énergie appelée au cours de ces trois journées, le plus grand écart représente 4 GWh sur une demande quotidienne de 367 GWh, ce qui est un excellent résultat.

Malgré la qualité et l'intérêt certain des résultats obtenus, il serait possible de les améliorer grandement en raffinant le modèle. Nous avons mentionné au chapitre 3, MODÈLE, quelques améliorations fort intéressantes qu'il y aurait lieu d'envisager. À l'heure actuelle, nous avons amorcé la phase II et nous tentons de transformer ce modèle d'analyse en un modèle de prévision utilisant les prévisions des conditions climatiques à six stations météorologiques. Au-delà de la période des prochaines 36 heures, le modèle utilisera des données portant sur les conditions climatiques normales. La phase suivante consistera à généraliser l'application du modèle sur toute l'année.

TABLEAU I

HIVER 1979: MOYENNE DES RESIDUS EN VALEUR BRUTE ET EN VALEUR ABSOLUE.
(MEGAWATT)

HEURE	LUNDI	MARDI	MERCREDI	JEUDI	VENDREDI	SAMEDI	DIMANCHE	MOYENNE
1.0	30 (113)	-26 (113)	-51 (159)	45 (145)	4 (142)	0 (113)	0 (115)	0 (129)
2.0	26 (129)	-25 (145)	-73 (183)	85 (191)	-9 (172)	0 (129)	0 (111)	0 (151)
3.0	57 (123)	-57 (142)	-54 (194)	48 (138)	8 (132)	0 (151)	0 (90)	0 (139)
4.0	87 (151)	-50 (108)	-29 (135)	10 (137)	-15 (120)	0 (199)	0 (113)	0 (138)
5.0	85 (215)	-42 (131)	1 (195)	-9 (155)	-33 (100)	0 (185)	0 (91)	0 (153)
6.0	27 (145)	13 (151)	-1 (196)	-29 (177)	-7 (123)	0 (151)	0 (134)	0 (154)
7.0	0 (119)	18 (172)	-5 (167)	-2 (119)	-6 (126)	0 (156)	0 (151)	0 (144)
8.0	-43 (183)	5 (196)	14 (174)	-35 (128)	60 (129)	0 (159)	0 (107)	0 (154)
9.0	17 (145)	-35 (148)	-44 (143)	-68 (153)	134 (199)	0 (172)	0 (145)	0 (158)
10.0	18 (144)	-62 (114)	-43 (185)	-81 (173)	171 (188)	0 (149)	0 (181)	0 (162)
11.0	68 (130)	-19 (110)	-55 (151)	-136 (243)	145 (204)	0 (154)	0 (193)	0 (169)
11.5	62 (146)	-26 (77)	-35 (163)	-130 (196)	131 (225)	0 (132)	0 (198)	0 (162)
12.0	-35 (178)	20 (83)	-52 (156)	-107 (187)	177 (256)	0 (159)	0 (193)	0 (173)
12.5	-79 (199)	24 (113)	-55 (183)	-103 (189)	216 (291)	0 (193)	0 (201)	0 (196)
13.0	-57 (204)	-1 (97)	-76 (223)	-55 (189)	194 (254)	0 (208)	0 (233)	0 (201)
14.0	-126 (256)	36 (191)	-85 (186)	-24 (196)	202 (243)	0 (202)	0 (226)	0 (214)
15.0	-170 (254)	65 (219)	-48 (210)	0 (193)	155 (170)	0 (207)	0 (205)	0 (208)
16.0	-148 (217)	25 (242)	23 (238)	4 (185)	98 (179)	0 (287)	0 (226)	0 (225)
17.0	-27 (185)	137 (224)	55 (189)	-147 (227)	-15 (152)	0 (266)	0 (216)	0 (208)
17.5	-2 (166)	147 (208)	34 (150)	-150 (172)	-27 (134)	0 (173)	0 (182)	0 (169)
18.0	-27 (154)	138 (195)	8 (151)	-107 (194)	-10 (125)	0 (157)	0 (173)	0 (164)
18.5	5 (129)	40 (151)	-13 (166)	-58 (149)	28 (119)	0 (185)	0 (184)	0 (155)
19.0	20 (140)	40 (187)	26 (155)	-120 (154)	34 (143)	0 (181)	0 (194)	0 (165)
20.0	-84 (136)	49 (215)	31 (185)	-40 (142)	46 (118)	0 (134)	0 (190)	0 (160)
21.0	1 (88)	12 (205)	-46 (175)	66 (138)	-30 (142)	0 (115)	0 (203)	0 (152)
22.0	-96 (158)	61 (168)	68 (223)	26 (212)	-57 (144)	0 (120)	0 (214)	0 (177)
23.0	-9 (109)	-53 (184)	55 (235)	22 (219)	-12 (158)	0 (127)	0 (166)	0 (171)
24.0	-27 (102)	-52 (152)	-33 (161)	9 (157)	106 (154)	0 (80)	0 (175)	0 (140)
MOYENNE	-15 (158)	13 (159)	-17 (180)	-38 (173)	60 (166)	0 (166)	0 (172)	0 (168)

NOTE: NOUS APPELONS "RESIDU" LA DIFFERENCE ENTRE LA DEMANDE OBSERVEE ET LA DEMANDE ESTIMEE PAR LE MODELE. LA VALEUR ABSOLUE D'UNE VARIABLE EST LA VALEUR POSITIVE OU NULLE DE CETTE DERNIERE. ON NOTERA QUE LA MOYENNE DES RESIDUS PEUT ETRE POSITIVE OU NEGATIVE DANS LE CAS DES JOURS OUVRABLES, ET NULLE LE SAMEDI ET LE DIMANCHE A CAUSE DES CONDITIONS D'ESTIMATION DES PARAMETRES DU MODELE. LA MOYENNE DES VALEURS ABSOLUES DES RESIDUS EST REPRESENTEE ENTRE PARENTHESES ET ELLE INDIQUE LA GRANDEUR DES RESIDUS SELON LES HEURES ET LES JOURS.

TABLEAU II

HIVER 1980: MOYENNE DES RESIDUS EN VALEUR BRUTE ET EN VALEUR ABSOLUE.
(MEGAWATT)

HEURE	LUNDI	MARDI	MERCREDI	JEUDI	VENDREDI	SAMEDI	DIMANCHE	MOYENNE
1.0	-76 (182)	34 (127)	47 (133)	1 (151)	-5 (158)	0 (144)	0 (207)	0 (157)
2.0	-34 (186)	11 (111)	25 (145)	-1 (134)	1 (170)	0 (165)	0 (197)	0 (158)
3.0	26 (143)	14 (106)	1 (158)	-41 (144)	0 (153)	0 (163)	0 (167)	0 (148)
4.0	0 (122)	-26 (107)	17 (144)	-6 (132)	18 (186)	0 (162)	0 (192)	0 (149)
5.0	10 (181)	-14 (146)	8 (157)	5 (141)	-7 (173)	0 (157)	0 (204)	0 (166)
6.0	-4 (127)	-8 (137)	53 (186)	-18 (134)	-19 (168)	0 (227)	0 (158)	0 (162)
7.0	-40 (155)	4 (168)	52 (164)	-11 (105)	-1 (145)	0 (156)	0 (188)	0 (154)
8.0	-45 (216)	6 (199)	19 (160)	8 (138)	13 (142)	0 (205)	0 (198)	0 (180)
9.0	55 (212)	-29 (173)	-48 (172)	-40 (109)	64 (122)	0 (207)	0 (195)	0 (170)
10.0	156 (199)	-17 (132)	-90 (212)	-45 (111)	0 (152)	0 (186)	0 (240)	0 (176)
11.0	84 (204)	2 (154)	-57 (220)	-69 (166)	40 (157)	0 (156)	0 (228)	0 (184)
11.5	126 (196)	-11 (152)	-84 (195)	-56 (187)	28 (174)	0 (209)	0 (212)	0 (189)
12.0	69 (194)	5 (184)	-75 (201)	-51 (168)	53 (251)	0 (211)	0 (186)	0 (199)
12.5	24 (218)	5 (223)	-45 (199)	-30 (184)	48 (278)	0 (219)	0 (190)	0 (216)
13.0	28 (182)	65 (216)	-48 (197)	-97 (211)	54 (191)	0 (226)	0 (190)	0 (202)
14.0	-43 (199)	68 (184)	-75 (217)	-46 (187)	99 (228)	0 (257)	0 (220)	0 (213)
15.0	-98 (236)	66 (224)	-42 (196)	-4 (185)	81 (187)	0 (275)	0 (243)	0 (221)
16.0	36 (184)	87 (233)	-124 (242)	-12 (191)	15 (259)	0 (200)	0 (251)	0 (223)
17.0	24 (188)	146 (214)	88 (202)	-118 (170)	-139 (240)	0 (205)	0 (225)	0 (206)
17.5	7 (159)	156 (205)	43 (135)	-100 (176)	-103 (186)	0 (152)	0 (186)	0 (171)
18.0	11 (152)	122 (172)	14 (158)	-76 (180)	-70 (154)	0 (164)	0 (205)	0 (169)
18.5	13 (118)	93 (160)	0 (202)	-56 (187)	-48 (143)	0 (202)	0 (141)	0 (165)
19.0	-42 (160)	81 (155)	53 (198)	-58 (151)	-31 (165)	0 (169)	0 (165)	0 (166)
20.0	-27 (157)	19 (168)	6 (167)	30 (197)	-26 (146)	0 (151)	0 (205)	0 (170)
21.0	52 (170)	-4 (161)	-41 (128)	81 (159)	-85 (146)	0 (136)	0 (169)	0 (153)
22.0	42 (168)	106 (181)	18 (184)	28 (144)	-192 (207)	0 (169)	0 (210)	0 (180)
23.0	26 (126)	81 (142)	-33 (152)	20 (172)	-91 (182)	0 (177)	0 (228)	0 (168)
24.0	35 (166)	12 (130)	-44 (154)	-3 (197)	2 (162)	0 (173)	0 (213)	0 (171)
MOYENNE	15 (175)	38 (167)	-12 (178)	-27 (161)	-10 (179)	0 (187)	0 (201)	0 (178)

NOTE: NOUS APPELONS "RESIDU" LA DIFFERENCE ENTRE LA DEMANDE OBSERVEE ET LA DEMANDE ESTIMEE PAR LE MODELE. LA VALEUR ABSOLUE D'UNE VARIABLE EST LA VALEUR POSITIVE OU NULLE DE CETTE DERNIERE. ON NOTERA QUE LA MOYENNE DES RESIDUS PEUT ETRE POSITIVE OU NEGATIVE DANS LE CAS DES JOURS OUVRABLES, ET NULLE LE SAMEDI ET LE DIMANCHE A CAUSE DES CONDITIONS D'ESTIMATION DES PARAMETRES DU MODELE. LA MOYENNE DES VALEURS ABSOLUES DES RESIDUS EST REPRESENTEE ENTRE PARENTHESES ET ELLE INDIQUE LA GRANDEUR DES RESIDUS SELON LES HEURES ET LES JOURS.

TABLEAU III

HIVER 1981: MOYENNE DES RESIDUS EN VALEUR BRUTE ET EN VALEUR ABSOLUE.
(MEGAWATT)

HEURE	LUNDI	MARDI	MERCREDI	JEUDI	VENDREDI	SAMEDI	DIMANCHE	MOYENNE
1.0	34 (225)	-36 (142)	-45 (136)	6 (202)	47 (156)	0 (221)	0 (127)	0 (173)
2.0	43 (188)	-60 (161)	-47 (120)	19 (209)	51 (176)	0 (201)	0 (154)	0 (172)
3.0	39 (174)	-23 (162)	-42 (158)	-5 (187)	36 (173)	0 (192)	0 (148)	0 (170)
4.0	34 (185)	-24 (167)	-53 (194)	26 (164)	22 (175)	0 (176)	0 (147)	0 (172)
5.0	26 (206)	-21 (169)	-47 (172)	31 (181)	15 (233)	0 (167)	0 (179)	0 (186)
6.0	17 (197)	24 (182)	-39 (207)	-33 (235)	33 (226)	0 (147)	0 (178)	0 (195)
7.0	-6 (176)	44 (176)	-33 (131)	-7 (208)	5 (184)	0 (200)	0 (173)	0 (178)
8.0	-58 (254)	71 (210)	-56 (170)	-62 (151)	111 (226)	0 (188)	0 (212)	0 (202)
9.0	36 (245)	-31 (150)	-112 (148)	-30 (187)	146 (207)	0 (148)	0 (165)	0 (178)
10.0	99 (231)	-48 (199)	-97 (160)	-94 (151)	146 (179)	0 (236)	0 (179)	0 (192)
11.0	60 (172)	3 (162)	-81 (147)	-104 (195)	125 (194)	0 (288)	0 (223)	0 (198)
11.5	40 (201)	3 (221)	-44 (135)	-101 (236)	105 (228)	0 (306)	0 (225)	0 (222)
12.0	10 (166)	-12 (214)	-27 (211)	-77 (254)	111 (237)	0 (332)	0 (222)	0 (234)
12.5	2 (170)	-13 (247)	-24 (219)	-72 (253)	114 (256)	0 (338)	0 (216)	0 (243)
13.0	-90 (197)	14 (199)	-6 (169)	-39 (221)	129 (253)	0 (307)	0 (216)	0 (224)
14.0	-162 (230)	58 (202)	8 (176)	2 (205)	101 (207)	0 (327)	0 (280)	0 (234)
15.0	-147 (190)	80 (241)	-8 (186)	-39 (196)	122 (267)	0 (245)	0 (264)	0 (228)
16.0	-50 (186)	53 (229)	27 (189)	-89 (245)	60 (182)	0 (221)	0 (235)	0 (213)
17.0	41 (173)	79 (237)	35 (164)	-136 (281)	-28 (242)	0 (267)	0 (232)	0 (228)
17.5	11 (164)	56 (171)	72 (180)	-130 (272)	-15 (212)	0 (218)	0 (183)	0 (199)
18.0	15 (173)	-10 (224)	53 (209)	-67 (244)	9 (189)	0 (208)	0 (199)	0 (206)
18.5	57 (160)	-55 (205)	23 (169)	-88 (219)	63 (208)	0 (197)	0 (210)	0 (195)
19.0	15 (169)	-57 (154)	79 (168)	-114 (184)	77 (195)	0 (180)	0 (195)	0 (178)
20.0	40 (143)	-34 (144)	39 (158)	-22 (158)	-24 (199)	0 (207)	0 (187)	0 (171)
21.0	17 (143)	-28 (164)	-26 (142)	-5 (143)	48 (213)	0 (194)	0 (165)	0 (166)
22.0	13 (156)	66 (103)	40 (155)	-38 (181)	-86 (222)	0 (174)	0 (173)	0 (166)
23.0	-49 (172)	1 (174)	14 (153)	18 (163)	18 (226)	0 (160)	0 (206)	0 (179)
24.0	-122 (202)	-31 (137)	30 (188)	39 (176)	93 (212)	0 (125)	0 (200)	0 (177)
MOYENNE	-1 (187)	2 (184)	-13 (168)	-43 (204)	58 (210)	0 (220)	0 (196)	0 (196)

NOTE: NOUS APPELONS "RESIDU" LA DIFFERENCE ENTRE LA DEMANDE OBSERVEE ET LA DEMANDE ESTIMEE PAR LE MODELE. LA VALEUR ABSOLUE D'UNE VARIABLE EST LA VALEUR POSITIVE OU NULLE DE CETTE DERNIERE. ON NOTERA QUE LA MOYENNE DES RESIDUS PEUT ETRE POSITIVE OU NEGATIVE DANS LE CAS DES JOURS OUVRABLES, ET NULLE LE SAMEDI ET LE DIMANCHE A CAUSE DES CONDITIONS D'ESTIMATION DES PARAMETRES DU MODELE. LA MOYENNE DES VALEURS ABSOLUES DES RESIDUS EST REPRESENTEE ENTRE PARENTHESES ET ELLE INDIQUE LA GRANDEUR DES RESIDUS SELON LES HEURES ET LES JOURS.

TABLEAU IV

LES TROIS HIVERS: MOYENNE DES RESIDUS EN VALEUR BRUTE ET EN VALEUR ABSOLUE.
(MEGAWATT)

HEURE	LUNDI	MARDI	MERCREDI	JEUDI	VENDREDI	SAMEDI	DIMANCHE	MOYENNE
1.0	-4 (173)	-9 (127)	-16 (142)	17 (166)	15 (152)	0 (159)	0 (149)	0 (153)
2.0	11 (167)	-24 (139)	-31 (149)	34 (178)	14 (172)	0 (165)	0 (154)	0 (160)
3.0	40 (146)	-22 (136)	-31 (170)	0 (156)	14 (152)	0 (168)	0 (135)	0 (152)
4.0	40 (152)	-33 (127)	-21 (157)	10 (144)	8 (160)	0 (179)	0 (150)	0 (153)
5.0	40 (200)	-25 (148)	-12 (174)	9 (159)	-8 (168)	0 (169)	0 (158)	0 (168)
6.0	13 (156)	9 (156)	4 (196)	-26 (182)	2 (172)	0 (175)	0 (156)	0 (170)
7.0	-15 (150)	22 (172)	4 (154)	-6 (144)	0 (151)	0 (170)	0 (170)	0 (158)
8.0	-48 (217)	27 (201)	-7 (168)	-29 (139)	61 (165)	0 (184)	0 (172)	0 (178)
9.0	36 (200)	-31 (157)	-68 (154)	-46 (149)	114 (176)	0 (175)	0 (168)	0 (168)
10.0	91 (191)	-42 (148)	-76 (185)	-73 (145)	105 (173)	0 (190)	0 (200)	0 (176)
11.0	70 (168)	-4 (142)	-64 (172)	-103 (201)	103 (185)	0 (199)	0 (214)	0 (183)
11.5	76 (181)	-11 (150)	-54 (164)	-95 (206)	88 (209)	0 (215)	0 (211)	0 (191)
12.0	14 (179)	4 (160)	-51 (189)	-78 (203)	113 (248)	0 (234)	0 (200)	0 (202)
12.5	-17 (195)	5 (194)	-41 (200)	-68 (208)	126 (275)	0 (250)	0 (202)	0 (218)
13.0	-39 (194)	26 (170)	-43 (196)	-63 (207)	125 (232)	0 (247)	0 (213)	0 (209)
14.0	-110 (228)	54 (192)	-50 (193)	-22 (196)	134 (226)	0 (262)	0 (242)	0 (220)
15.0	-138 (226)	70 (228)	-32 (197)	-14 (191)	119 (208)	0 (242)	0 (237)	0 (219)
16.0	-54 (195)	55 (234)	-24 (223)	-32 (207)	57 (206)	0 (236)	0 (237)	0 (220)
17.0	12 (182)	120 (225)	59 (185)	-133 (226)	-60 (211)	0 (246)	0 (224)	0 (214)
17.5	5 (163)	119 (194)	49 (155)	-126 (206)	-48 (177)	0 (181)	0 (183)	0 (179)
18.0	0 (159)	83 (197)	25 (172)	-83 (206)	-23 (156)	0 (176)	0 (192)	0 (179)
18.5	25 (135)	26 (172)	3 (179)	-67 (185)	14 (156)	0 (194)	0 (178)	0 (171)
19.0	-2 (156)	21 (165)	52 (173)	-97 (163)	26 (167)	0 (176)	0 (184)	0 (169)
20.0	-23 (145)	11 (175)	25 (170)	-10 (165)	-1 (154)	0 (164)	0 (194)	0 (167)
21.0	23 (133)	-6 (176)	-37 (148)	47 (146)	-22 (167)	0 (148)	0 (179)	0 (157)
22.0	-13 (160)	77 (150)	42 (187)	5 (179)	-111 (191)	0 (154)	0 (199)	0 (174)
23.0	-10 (135)	9 (166)	12 (180)	20 (184)	-28 (188)	0 (154)	0 (200)	0 (172)
24.0	-38 (156)	-23 (139)	-15 (167)	15 (176)	67 (176)	0 (126)	0 (196)	0 (162)
MOYENNE	0 (173)	17 (170)	-14 (175)	-36 (179)	36 (185)	0 (191)	0 (189)	0 (180)

NOTE: NOUS APPELONS "RESIDU" LA DIFFERENCE ENTRE LA DEMANDE OBSERVEE ET LA DEMANDE ESTIMEE PAR LE MODELE. LA VALEUR ABSOLUE D'UNE VARIABLE EST LA VALEUR POSITIVE OU NULLE DE CETTE DERNIERE. ON NOTERA QUE LA MOYENNE DES RESIDUS PEUT ETRE POSITIVE OU NEGATIVE DANS LE CAS DES JOURS OUVRABLES, ET NULLE LE SAMEDI ET LE DIMANCHE A CAUSE DES CONDITIONS D'ESTIMATION DES PARAMETRES DU MODELE. LA MOYENNE DES VALEURS ABSOLUES DES RESIDUS EST REPRESENTEE ENTRE PARENTHESES ET ELLE INDIQUE LA GRANDEUR DES RESIDUS SELON LES HEURES ET LES JOURS.

RÉFÉRENCES

- (1) BÉCHARD, Denis, août 1979, Prévision à court terme de la demande d'électricité, Hydro-Québec.
- (2) BLOOMFIELD, Peter, 1976, Fourier analysis of time series: an introduction, John Wiley & Sons, New York.
- (3) DRAPER, N.R. et SMITH, H., 1976, Applied regression analysis, John Wiley & Sons, New York.
- (4) DUGAS, Denis, (à paraître), Influence des chauffe-eau électriques sur la puissance, Hydro-Québec.
- (5) GRENIER, M. et DUGAS, D., février 1979, Analyse de 14 pointes de l'hiver 78-79, réseau principal avec Manic Power, Hydro-Québec.
- (6) GRENIER, Michel, février 1980, Influence de la température sur la consommation quotidienne, Hydro-Québec.
- (7) GRENIER, Michel, février 1980, Redéfinition de la fonction de répartition semaine-jour, Hydro-Québec.
- (8) GRENIER, Michel, septembre 1980, Normalisation des valeurs annuelles des besoins prioritaires internes, Hydro-Québec.
- (9) GRENIER, Michel, septembre 1981, Impact des régimes horaires sur la consommation électrique d'octobre à avril, Hydro-Québec.
- (10) LIZOTTE, Muriel, février 1979, Rapport de stage sur la prévision de charge à court terme, Hydro-Québec.
- (11) PUN, Lucas, 1972, Introduction à la pratique de l'optimisation, Dunod, Paris.

- (12) KALOCSAI, R. et SRINIVASAW, K., 1975, Modèle horaire de prévision de charge tenant compte des effets climatiques, Institut de Recherche d'Hydro-Québec.
- (13) TAYLOR, Billie L., 1981, Population-Weighted Heating Degree-Days for Canada, Atmosphere-Ocean, 19 (3), pp. 261-268.

ANNEXE A

FONCTION DÉTERMINANT LE COSINUS DE L'ANGLE D'INCIDENCE DU SOLEIL

Avec l'aide de monsieur Jean-Louis Bisson, chef de la division Météorologique, nous avons mis au point cette fonction qui estime le cosinus de l'angle du soleil selon la latitude, le jour de l'année et l'heure de la journée. La fonction a la forme suivante :

$$\cos \Phi = \cos \theta \cos \delta \cos \left[\frac{2\pi}{24} (h-12) \right] + \sin \theta \sin \delta$$

où

θ est le degré de la latitude,

δ est l'angle de déclinaison du soleil:

$$23.44^\circ \cos \left[\frac{2\pi}{365.25} (\text{jour} - \text{JUN 21} - 1.25) \right]$$

où JUN 21 est le code jour du 21 juin 1970,

jour est le code jour identifiant la journée:

au 1er janvier 1901; jour = 398,

au 2 janvier 1970; jour = 25 600,

h est l'heure de la journée.

Cette fonction fut testée lors de la mise au point d'une fonction déterminant les heures quotidiennes du lever et du coucher du soleil au cours de l'année 1970 (voir [9]). Extrapolant la procédure à l'année 1981 et ayant vérifié les résultats, nous avons utilisé cette approche pour évaluer l'angle du soleil.

**La demande d'électricité
et
les conditions climatiques**

Phase II

Réalisé par : **Michel GRENIER**, mathématicien
Responsable : **Marcel FOURNIER**, chef de division

division Prévision de la demande

Octobre 1983

AVANT-PROPOS

Dans ce second document sur la demande d'électricité et les conditions climatiques, nous présentons d'une part les mises à jour du modèle d'analyse de la demande en période hivernale, d'autre part, l'adaptation de ce modèle à la prévision de la demande horaire pour les prochaines semaines, et finalement le modèle d'analyse de la demande en période automnale, soit du mois d'août au mois de novembre.

En guise de conclusion, nous présentons également les prochaines étapes du projet.

REMERCIEMENTS

L'auteur tient à remercier de leur collaboration les membres de la division Hydrométéorologie et Études hydrologiques, Gérald Jutras du service Programmes commerciaux ainsi que Denis Dugas, Jacques Richard et Raymond Therrien de la division Prévision de la demande.

L'auteur remercie également le service Rédaction et Terminologie qui a accepté de relire le présent document.

TABLE DES MATIÈRES

AVANT-PROPOS	I
REMERCIEMENTS	II
TABLE DES MATIÈRES	III
LISTE DES TABLEAUX	IV
1. MODÈLE HIVERNAL D'ANALYSE	1
1.1 Mises à jour.....		2
1.1.1 Poids des régions.....		3
1.1.2 Nébulosité.....		4
1.1.3 Grève scolaire.....		5
1.2 Persistance.....		6
2. MODÈLE HIVERNAL DE PRÉVISION	7
2.1 Approche n° 2.....		9
2.2 Essais du modèle pour la prévision horaire.....		11
3. GÉNÉRALISATION	13
3.1 Introduction.....		13
3.2 Modèle automnal.....		14
3.2.1 Base (h,j,t): Demande de base en puissance.....		16

TABLE DES MATIÈRES (suite)

3.2.2	Froideur (h,j,t) : Influence de la température et du vent.....	18
3.2.3	Précipitations (h,t) : Influence des précipitations.....	23
3.2.4	Nébulosité (h,t) : Influence de la présence de nuages.....	25
3.2.5	Soleil (h,t) : Influence de la position du soleil.....	25
3.2.6	Climatisation (h,j,t) : Influence de la climatisation des habitations.....	27
3.2.7	Printemps (h,t) : Influence du triplet température-vent-nébulosité	28
3.2.8	Divers (h,t) : Autres facteurs....	30
	3.2.8.1 Pertes de transport : électricité excédentaire et exportation.....	30
	3.2.8.2 Effet d'un hiver tardif..	31
3.3	Analyse statistique du modèle automnal....	32
	3.3.1 Niveau global.....	32
	3.3.2 Niveau quotidien.....	33
	3.3.3 Niveau horaire.....	34
4	CONCLUSION	35
	TABLEAUX	37
	BIBLIOGRAPHIE	41

LISTE DES TABLEAUX

Page

TABLEAU I AUTOMNE 1980 : Moyenne des résidus en valeur brute et en valeur absolue (mégawatts).....37

TABLEAU II AUTOMNE 1981 : Moyenne des résidus en valeur brute et en valeur absolue (mégawatts).....38

TABLEAU III AUTOMNE 1982 : Moyenne des résidus en valeur brute et en valeur absolue (mégawatts).....39

TABLEAU IV LES TROIS AUTOMNES : Moyenne des résidus en valeur brute et en valeur absolue (mégawatts)40

I. MODÈLE HIVERNAL D'ANALYSE

Le modèle d'analyse de la demande d'électricité en période hivernale proposé en décembre 1982 demeure la première approche mathématique du traitement de la relation entre la demande et les conditions climatiques. Notre premier objectif, qui était de démontrer qu'il était possible de paramétriser cette relation d'une façon efficace, a été atteint.

L'étape de réflexion que nécessite l'amélioration de cet outil est maintenant en cours, et celle-ci sera d'autant plus facile si on améliore l'interprétation des résultats par des modifications des fonctions elles-mêmes et par l'addition de nouvelles données, de nature climatique ou autre. Ainsi, nous avons pu constater qu'il est possible d'évaluer l'effet de certains phénomènes sociaux, comme les grèves, les baisses de la demande du secteur industriel et les congés fériés. Les essais effectués au cours de l'hiver de 1982 furent particulièrement intéressants à cet égard.

Dans cette première partie, nous présentons la mise à jour que nous avons apportée au modèle pour la période hivernale et les résultats de simulations que nous avons faites sur le nombre d'heures de persistance entrant dans le calcul du facteur de froideur provincial.

1.1 MISES À JOUR

Jusqu'à présent, nous avons jugé nécessaire d'apporter trois modifications au modèle décrit dans le document précédent (phase I, décembre 1982). Il s'agit des changements suivants :

- Ajouter une contrainte lors de l'évaluation du poids des stations météorologiques servant à calculer le facteur de froideur provincial, de sorte que la somme des poids régionaux égale 1.
- Pour la fonction Nébulosité (h,t) : 1) inclure les données provenant de la station Québec ; 2) pondérer l'impact de la nébulosité selon l'angle du soleil en début de soirée puisque, une fois le soleil couché, la nébulosité n'a plus d'impact sur la demande.

Ces améliorations ont réduit de 7 MW l'écart moyen entre la demande réelle et celle estimée.

Par ailleurs, l'application du modèle pendant l'hiver 1982 nous a donné l'occasion d'évaluer l'impact d'une grève en milieu scolaire sur la demande à l'échelle de la province. Outre l'intérêt de cette évaluation, nous pouvons maintenant envisager la mise sur pied d'une banque de données sur l'impact de certains phénomènes sociaux. Nous pourrions ainsi tenir compte à la fois des prévisions des conditions climatiques et de l'occurrence de phénomènes sociaux.

Parallèlement, un second projet a débuté en vue d'évaluer les baisses de la demande chez les clients consommant 5 MW et plus. Il sera bientôt possible d'ajuster la prévision calculée selon les conditions climatiques et sociales en fonction de la prévision des variations de la demande chez ces clients industriels.

Voyons les améliorations apportées au modèle d'analyse de la demande en période hivernale, version de décembre 1982 (phase I).

1.1.1 Poids des régions

Comme l'explique le document précédent (phase I), l'évaluation du facteur de froideur se fait à partir de données de température et de vent provenant de six endroits dans la province soit, Québec, Ottawa, Sherbrooke, Sept-Îles, Val d'Or et Montréal. Le poids de chacune des régions est représenté par l'expression $r(i)$ dans la fonction Froideur (voir le point 3.2 du document phase I). Signalons qu'il existait des bornes entre lesquelles les estimations de paramètres étaient retenues. Nous y ajoutons une autre contrainte : la somme des poids des six stations doit évaluer 1.

L'emploi de cette contrainte standardise davantage les valeurs du facteur de froideur provincial entre les saisons, et rend comparable leur estimation quand les paramètres $b(1)$ à $b(6)$ sont égaux ; ce fut le cas lors de nos expériences, la variation de ces

paramètres n'était pas significative. Rappelons que ces paramètres jouent un rôle dans la synthèse d'une statistique température-vent et dans la fonction qui simule l'effet de la persistance.

1.1.2 Nébulosité (h,t) : influence de la présence de nuages

Dans le premier document, nous prévoyions les améliorations à apporter au modèle. Il s'agit principalement d'utiliser un second site d'observation de la nébulosité et de tenir compte de la position du soleil pour évaluer l'impact de la couverture nuageuse.

Ce deuxième point est particulièrement important vu la grande variation dans l'heure du coucher du soleil de décembre à mars. C'est ainsi que la fonction a pris la forme suivante :

$$\text{Nébulosité}(h,t) = a(h) [M(h,t) + b_0(h,t)] c(h)$$

où:

$$c(h) = \begin{cases} [\tanh(d + e A(h,t)) + 1]/2 & \text{si } h \in (18, 18.5, 19) \\ 1 & \text{sinon} \end{cases}$$

M, 0 : Nébulosité au-dessus de Montréal et de Québec respectivement ; leur valeur varie de 0 à 10.

A(h,t) : Cosinus de l'angle du soleil à l'heure "h", au jour "t", à la latitude 46° et à la longitude 73° (point géographique situé légèrement au nord-est de Montréal).

a, ..., e : Paramètres estimés. Les valeurs de a(h) sont positives si l'heure appartient à la plage 8 à 19, sinon a(h) égale zéro. La valeur de b est strictement positive et représente l'impact de la nébulosité au-dessus de Québec par rapport à celle au-dessus de la région montréalaise.

Cette modification rend l'impact de la nébulosité deux fois plus important qu'auparavant : ainsi, des variations de la demande de plus de 1 000 MW durant l'hiver 1982 ont pu être associées à ce phénomène.

1.1.3 Grève scolaire

Au cours de l'hiver 1982, soit du 31 janvier au 21 février 1983, une grève importante a paralysé le milieu scolaire. Le modèle ignorait ce phénomène. Mais des analyses des résultats obtenus avec le modèle ont montré une tendance à surestimer la demande de puissance, spécialement à 8 h et à 9 h durant cette période. Nous avons donc modifié le modèle afin d'évaluer le plus exactement possible la baisse de la demande au cours de ces deux heures. Elle fut de l'ordre de 442 MW, donc très significative. Cette évaluation souligne l'importance du phénomène, mais plus encore, elle laisse entrevoir les possibilités d'évaluer l'impact de phénomènes sociaux. Il serait aussi possible d'évaluer l'effet d'une forte tempête de neige ou d'un événement social important comme une émission de télévision à cote d'écoute très élevée. Toutes ces données pourront être utiles pour établir la prévision de la demande dans les prochaines heures.

1.2 PERSISTANCE

Dans le premier document (phase I), nous avons évoqué la possibilité d'augmenter le nombre d'heures de persistance à 54 pour calculer le facteur de froid provincial. Nous avons effectué les essais sur les hivers 1980 et 1982.

Par rapport aux résultats obtenus avec la persistance calculée sur 36 heures, la qualité des estimations s'est améliorée de 4 MW, soit 2 %. Cette amélioration apparaît principalement lors de changements brusques et importants de la température : dans ces conditions, l'écart entre la demande réelle et celle estimée a pu être réduit de 150 MW.

En effet, c'est dans ces conditions que le phénomène de persistance de la froideur est le plus apparent. Lors de la mise à jour du modèle hivernal, nous avons analysé les impacts du choix du nombre d'heures de persistance. Nous l'avons fait varier de 18 à 60 heures par tranche de 6 heures : nous avons ainsi constaté qu'en passant de 18 à 36 heures, on améliorerait la moyenne des écarts de 25 MW, mais qu'en augmentant de 42 à 60 heures, l'amélioration n'était que de 4 MW. De plus, compte tenu du temps nécessaire à l'estimation des paramètres pour les différents essais à faire, le choix de 36 heures est apparu comme un juste compromis. Aujourd'hui toutefois, le modèle étant pratiquement au point, on peut maintenant envisager d'utiliser plus de 36 heures de persistance pour évaluer le facteur de froideur provincial.

2. MODÈLE HIVERNAL DE PRÉVISION

Une fois établi un modèle d'analyse de la demande en fonction des conditions climatiques en période hivernale, nous avons voulu adapter cet outil à la prévision de la demande horaire du réseau d'Hydro-Québec.

Avant d'exposer les détails de la démarche suivie, nous décrirons l'information prévisionnelle dont nous disposons ainsi que certaines données techniques du modèle d'analyse. À l'heure actuelle, il est possible de prévoir, pour plusieurs endroits de la province, les conditions météorologiques à venir au cours des quatre prochains jours. Au-delà de cette période, il est conseillé de se fier aux "moyennes" obtenues à partir des historiques. Toutes ces informations sont mises à jour par la division Hydrométéorologie et Études hydrologiques. De plus, rappelons que le modèle d'analyse couvre une période de cinq mois, soit de novembre à mars, et que l'évaluation des paramètres se fait de façon indépendante d'un hiver à un autre (mais ce sont les mêmes contraintes qui servent à évaluer les paramètres des différentes fonctions). Finalement, pour adapter le modèle à la prévision horaire, il faudra aussi mettre au point un mode de mise à jour des paramètres afin qu'ils reflètent le contexte socio-économique de la période à prévoir.

De par la construction du modèle, trois approches s'offrent à nous. La première serait d'établir une nouvelle version des paramètres à partir des versions évaluées lors des saisons précédentes. (Les modalités permettant d'établir la prévision restent à définir.) La seconde serait de choisir une version des paramètres et d'en ajuster quelques-uns à l'aide des relevés horaires météorologiques et des puissances demandées durant les premières semaines de la période. La troisième serait d'utiliser les deux approches à la fois.

C'est l'horizon prévisionnel et la simplicité qui dictera notre choix. Pour la prévision des prochaines semaines seulement, il est préférable d'ajuster les paramètres sur l'historique le plus récent ; une prévision basée sur les paramètres des années antérieures serait plus hasardeuse. Par contre, pour la prévision des demandes horaires d'une journée ou d'une semaine donnée, dans un an ou dans dix, la première approche s'impose. Quant à la troisième, elle est en fait la synthèse des deux premières. Notre principal objectif étant de prévoir la demande sur un court horizon, nous choisissons la seconde approche.

2.1 APPROCHE N° 2

Nous avons cherché à vérifier les qualités prévisionnelles de la deuxième approche, celle qui consiste à réestimer quelques paramètres de la série à l'aide des plus récents relevés des conditions climatiques et de la demande sur le réseau. Les paramètres

non réévalués proviennent des résultats d'estimation d'un hiver précédent. L'approche étant choisie, il reste à déterminer comment la réaliser. Il faut établir la liste des paramètres qui devront être réestimés, ainsi que la longueur minimale de l'historique afin d'obtenir une réévaluation fiable des paramètres.

Une analyse des trois séries de paramètres, ceux des hivers 1979, 1980 et 1981, a montré que les paramètres des fonctions Base et Froideur sont ceux qui varient le plus, et qu'en première étape, nous pouvons considérer comme invariants les paramètres des autres fonctions de chacune des séries.

Rappelons le rôle des fonctions Base et Froideur : la première reflète la situation socio-économique en cours. Si les industries fonctionnent à 50 % de leur capacité, la demande est d'autant plus faible ; s'il n'y a pas de nouveaux abonnés importants, la demande de base n'augmente que faiblement. Par contre, en cas de reprise économique, la demande augmente de façon marquée. Les paramètres de la fonction Base saisiront le niveau de la demande et le comportement socio-économique des consommateurs.

La fonction Froideur mesure deux phénomènes : la demande de puissance due au chauffage, et la variation de la demande selon les conditions de température et de vent. Mais l'emploi d'un historique court ne permettra pas d'avoir une image exhaustive de ce phénomène. En fait, ce que nous voulons, c'est

quantifier la puissance des systèmes de chauffage électrique qui se sont ajoutés au parc existant depuis un hiver de référence et saisir grossièrement le changement dans le comportement des consommateurs, et les changements dans les systèmes de chauffage face aux besoins de chaleur. Ce sont donc surtout les paramètres $a(1)$ et $a(2)$ de la fonction qui risquent de changer de façon significative.

Dans la fonction Froideur, plutôt que de réévaluer directement ces deux paramètres, nous créons une fonction qui évalue ce changement dans la demande par rapport à celle d'un hiver précédent. Cette fonction a la forme suivante :

$$\text{Ajustement } (h,t) = b_1 Z(h,t) + b_2 Z(h,t)^2$$

où:

$Z(h,t)$: Facteur de froideur provincial, voir le premier document (phase I).

b : Paramètres estimés.

Cette fonction est utile surtout pour l'analyse des résultats durant une période prévisionnelle.

La série de paramètres à réestimer dans un but prévisionnel étant établie, il faut maintenant identifier les caractéristiques de l'historique horaire des conditions météorologiques et de la demande sur le réseau. Ces deux historiques serviront de base à la réestimation des paramètres. Nous avons retenu deux caractéristiques : le nombre minimal de jours de

relevés horaires nécessaires à l'obtention d'une évaluation fiable des paramètres, et les conditions météorologiques existant au cours de ces journées.

Nous avons vérifié cette façon de procéder en prévoyant les demandes de puissance de l'hiver 1982 (hiver, soit la période de novembre à mars). Après une série d'essais, nous sommes arrivés à deux constatations : un minimum de quatre semaines de relevés est nécessaire pour réestimer les paramètres. De plus, le facteur de froideur provincial ne doit jamais dépasser 10 au cours de cette courte période. Cette deuxième contrainte nous a obligé à choisir les données du 15 novembre au 12 décembre 1982 pour établir la première série de paramètres de l'hiver 1982, soit deux semaines plus tard que lors des hivers précédents.

2.2 ESSAIS DU MODÈLE POUR LA PRÉVISION HORAIRE

Nous avons eu recours aux trois versions de paramètres, soit ceux des hivers 1979, 1980 et 1981, pour établir la version de l'hiver 1982. Ce sont ceux de l'hiver de 1981 qui ont donné les meilleurs résultats. À titre d'essai, nous avons simulé la demande de puissance jusqu'au 31 mars 1983 à l'aide de cette première version des paramètres de l'hiver 1982. L'écart moyen entre la demande réelle et estimée pour la période du 4 janvier au 31 mars 1983 fut de 274 MW. Pour ces trois mois, le modèle a surestimé la demande du réseau de 68 GWh.

Rappelons que lors de l'utilisation du modèle pour la prévision, la série de paramètres sera probablement réestimée à la fin de chaque semaine en augmentant régulièrement la longueur de l'historique des relevés climatiques et électriques du réseau. Pour compléter nos essais, nous avons réévalué tous les paramètres à la fin du mois de mars, et l'écart moyen entre la demande réelle et celle estimée a été de 183 MW pour la période du 15 novembre 1982 au 31 mars 1983 en omettant les deux semaines de Noël et du Nouvel An. Cet écart est comparable à ceux obtenus pour les trois périodes hivernales précédentes.

3. GÉNÉRALISATION

Les deux premières phases du projet étant complétées, la troisième, soit la généralisation du modèle d'analyse et de prévision, devient notre nouvel objectif.

3.1 INTRODUCTION

La phase de généralisation couvre beaucoup d'aspects, soit étendre l'application du modèle d'analyse et de prévision de la demande au-delà de la période hivernale, inclure des variables socio-économiques et désagréger la demande selon les différents secteurs de consommation. Nous traiterons ici de la première étape de la phase de généralisation.

Étendre l'application temporelle d'un modèle est assez délicat. Les modèles mathématiques définissent une image précise d'une relation entre deux phénomènes ; dans notre cas, ce sont les demandes de puissance et les conditions climatiques. En période hivernale, celles-ci étant très peu représentatives de celles du reste de l'année, il sera nécessaire de modifier et d'établir certaines fonctions afin d'obtenir un modèle adéquat.

Des essais et des observations nous ont confirmé que les fonctions Froideur et Soleil ne pouvaient être extrapolées directement. Les conditions de la

demande varient trop d'une saison à une autre. À titre d'exemple, prenons les besoins d'éclairage : du solstice d'été, le soleil se couche à 20 h 47 sur la région montréalaise, et au solstice d'hiver, à 16 h 15. De plus, les deux régimes horaires (heure d'été et heure d'hiver) accentuent davantage les variations : l'heure du coucher du soleil peut varier de 4 heures 32 et celle du lever de 2 heures 24.

Second phénomène difficile à évaluer, l'accroissement des besoins de chauffage des locaux en automne et sa diminution au printemps. Ainsi, avant d'en arriver à un modèle couvrant toute l'année, il faudrait établir un second modèle, spécifique à la période d'automne, puis un troisième pour la période de mars à juillet, afin de mieux saisir les différences climatiques et les variations dans les habitudes de consommation. Nous avons donc entrepris la phase de généralisation : mettre au point un modèle d'analyse de la demande en fonction des conditions climatiques automnales. Celui-ci couvrira la période du mois d'août à novembre inclusivement, parce qu'en juillet, le trop grand nombre de fermetures d'usines nous oblige à traiter ce mois avec une approche différente.

3.2 MODÈLE AUTOMNAL

Le modèle automnal a été construit selon les mêmes caractéristiques que le modèle de la période hivernale. Ce second modèle utilise quatre variables météorologiques : soit la température, le vent,

la nébulosité et les précipitations. Les relevés proviennent de sept stations : Dorval, Saint-Hubert, Québec, Ottawa, Sherbrooke, Sept-Îles et Val d'Or. D'autres variables sont également utilisées, comme l'angle d'incidence du soleil, la quantité de puissance affectée à l'exportation et à l'excédentaire.

Plus de 200 paramètres sont nécessaires pour expliquer les 3 300 puissances horaires de la période automnale. Près de la moitié définissent les trois seules courbes horaires qui représentent les différences entre la demande d'un jour ouvrable et celle d'un samedi et d'un dimanche.

Nous avons aussi modifié les équations de trois fonctions, soit Froideur, Soleil et Divers. Nous avons introduit une fonction qui évalue l'effet d'une période de temps chaud sur la demande ; nous l'appelons Climatisation. Mais, que ce soit pour évaluer l'effet de la chaleur ou celui du froid sur la demande, nous utilisons le facteur de froideur provincial, comme il est défini dans le modèle d'analyse de la demande hivernale.

D'une manière globale, ce second modèle peut s'écrire de la façon suivante:

$$\begin{aligned} \text{Puissance (h,j,t)} = & \text{base (h,j,t)} \\ & + \text{froideur (h,j,t)} \\ & + \text{précipitations (h,t)} \\ & + \text{nébulosité (h,t)} \\ & + \text{soleil (h,t)} \\ & + \text{climatisation (h,j,t)} \\ & + \text{printemps (h,t)} \\ & + \text{divers (h,t)} \end{aligned}$$

Chaque membre de la fonction est décrit en détail dans les pages qui suivent. Rappelons que les trois composantes temporelles du modèle sont l'heure "h", la journée "j" et le numéro de séquence du jour "t". L'évaluation des paramètres a été faite en fonction de deux objectifs : minimiser la somme des résidus en valeur absolue ; respecter des bornes entre lesquelles la valeur du paramètre peut être retenue.

Ces bornes sont établies en fonction d'un critère de vraisemblance et d'un degré minimal de signification. Le principal outil pour évaluer les paramètres est un sous-programme de la librairie IMSL, soit ZXSSQ. Ce sous programme utilise une méthode de recherche extrême, l'algorithme de Levengerg-Marquart.

3.2.1 Base (h,j,t) : Demande de base en puissance

La fonction Base est semblable à celle décrite pour le modèle hivernal. Toutefois, une variable a été ajoutée, en vue de différencier la période des vacances scolaires d'été.

Rappelons l'objectif visé par cette fonction. Les habitudes sociales engendrent une certaine constance dans la demande minimale de la puissance électrique du réseau. Cette constance peut être perçue au plan des heures et des jours. Et parce qu'il y a évolution des données économiques et sociales, nous

assistons à une variation temporelle de ce niveau de base dans la demande. Mais, dans la mesure où l'on veut exprimer le plus simplement possible les variations horaires de la demande, par suite d'essais, les différences quotidiennes ont été classées de la façon suivante :

- il n'y a aucune différence entre la demande horaire d'un mardi et celle d'un mercredi, d'un jeudi ou d'un vendredi ;
- pour le lundi, il suffit de corriger légèrement la courbe horaire du mardi au vendredi ;
- la courbe horaire correspondant à la demande du samedi et du dimanche diffère de celle des jours ouvrables.

La fonction Base se présente sous la forme suivante :

$$\text{Base}_{h,j,t} = a_{h,j} + \text{lundi}_{h,j} + c_t + d_h \cdot S_t$$

- $\text{Base}_{h,j,t}$: Cette fonction évalue la consommation de base à l'heure "h", du jour "j", au temps "t" ; où $h \in (1, \dots, 11, 11.5, 12, 12.5, 13, \dots, 17, 17.5, 18, 18.5, 19, \dots, 24)$; et "j" peut prendre l'une des trois valeurs suivantes :

- 1 pour les jours ouvrables (lundi au vendredi) ;
- 2 pour le samedi ;
- 3 pour le dimanche.

La valeur "t" est le numéro de séquence de la journée traitée.

- $\text{lundi}_{h,j}$: Fonction qui permet de modifier la courbe horaire des jours ouvrables pour l'adapter à celle du lundi :

$$\text{lundi}_{h,j} = \begin{cases} b_0 + b_1h + b_2h^2 + b_3h^3 + b_4h^4 & \text{si } h \in [1, 19] \\ 0 & \text{si } h \in [20, 24] \end{cases}$$

- S_t : Variable calculée $[0,1]$ qui permet de différencier les journées de vacances scolaires des autres journées.

$$S_t = \begin{cases} 1 & \text{si la journée précède le lundi de la Fête} \\ & \text{du travail} \\ 0 & \text{sinon} \end{cases}$$

- a, b, c, d, : Paramètres estimés. Noter que la valeur de c indique le nombre de mégawatts d'augmentation par jour et que $d_h > 0$ si $h \in (11, 14,)$, sinon $d_h = 0$.

3.2.2 Froideur (h,j,t): Influence de la température et du vent

L'objectif de cette nouvelle fonction Froideur est identique à celle du modèle hivernal. Il nous faut simuler deux phénomènes dus au chauffage électrique : les variations graduelles et la demande

instantanée. Pour l'automne, ce double phénomène peut être perçu par l'exemple suivant. Au début de la saison, les consommateurs branchent leurs appareils de chauffage seulement dans quelques pièces ; ils ouvrent et ferment leurs appareils au besoin. À mesure que l'hiver approche, les appareils de chauffage sont davantage contrôlés par thermostat et toutes les pièces du logement sont uniformément chauffées. Ce comportement est tout particulièrement fréquent chez les consommateurs utilisant des plinthes comme système de chauffage.

Ce double phénomène a été simulé de façon différente pour la période automnale. Il nous faut dans ce cas prendre en considération les conditions moyennes de température. C'est cette dernière variable surtout qui indique la puissance de base nécessaire au chauffage électrique. Nous avons donc établi une seconde statistique simulant la montée graduelle de la demande de puissance sur le réseau occasionnée par le chauffage des logements. Pour ce faire, nous avons calculé la température moyenne provinciale dans les cinq jours précédant la demande. Des essais ont montré qu'une période de cinq jours assurait une certaine stabilité de la statistique, sans toutefois cacher de façon importante les variations de température.

Le rôle de la fonction Froideur est donc quadruple :

- Elle établit la relation entre la température et le vent : c'est le facteur de froideur.
- Elle détermine un facteur de froideur basé sur la persistance des conditions météorologiques (température et vent avant l'heure "h").
- Elle détermine le facteur de froideur provincial.
- Elle évalue la puissance provinciale de base des systèmes de chauffage prêts à fonctionner.

La fonction Froideur a la forme suivante :

$$\text{Froideur}_{h,j,t} = \begin{cases} a_{1,j} \left[\frac{1}{\pi} \tan^{-1} (a_{2,j} + a_{3,j} M_t) + 0.5 \right] \\ \quad [a_{4,j} - Z_{h,t}] + H(h,j) (Z_{h,t} - a_{4,j}) \\ \quad \quad \quad \text{si } Z_{h,t} < a_{4,j} \text{ et } t > c \\ 0 \quad \quad \quad \text{sinon} \end{cases}$$

où :

$$M_t = (1/5) \sum_{i=1}^R r_i \sum_{k=1}^5 T_{\cdot, t-k, i}$$

$$Z_{h,t} = \sum_{i=1}^R r_i \sum_{k=0}^P \left[\exp(b_0 + b_1 k + b_2 k^2) \right] \left[b_3 T_{h-k, t, i} \right. \\ \left. + b_4 V_{h-k, t, i} T_{h-k, t, i} + b_5 \sqrt{V_{h-k, t, i}} \right. \\ \left. + b_6 T_{h-k, t, i} \sqrt{V_{h-k, t, i}} \right]$$

$$H(h,j) = a_{5,j} + a_{6,j} h + a_{7,j} h^2 \quad \text{où } H(h) \geq 0$$

Froideur $_{h,j,t}$: Évaluation de la puissance (MW) provinciale demandée pour le chauffage à l'électricité, selon les conditions de température et de vent. La notation (h,j,t) souligne les trois dimensions temporelles : l'heure (h), la journée (j) et le numéro de séquence du jour (t). Rappelons que la définition de la journée est la suivante :

j = 1, pour un jour ouvrable ;

j = 2, pour un samedi ;

j = 3, pour un dimanche.

. M_t : Température moyenne provinciale des cinq jours précédant la demande.

. $Z_{h,t}$: Facteur de froideur provincial.

. $T_{h,t,i}$: Degré de température ($^{\circ}\text{C}$) à l'heure "h", au jour "t", à la station "i".

. $V_{h,t,i}$: Vitesse du vent (km/h) à l'heure "h", au jour "t", à la station "i".

. P : Nombre d'observations horaires de la température et du vent nécessaires au calcul du facteur de froideur à chaque station météorologique, comme dans la première phase du modèle. La valeur de P a été fixée à 36 ; cette valeur souligne l'importance du phénomène de la persistance des effets du couple température-vent.

- . R : Nombre de régions nécessaires pour établir le facteur de froideur provincial. Les six stations sont : Montréal, Québec, Sherbrooke, Sept-Îles, Ottawa et Val D'Or. Pour la région de Montréal, les valeurs s'obtiennent en faisant la moyenne horaire des données des stations de Dorval et de Saint-Hubert.
- . C : Date séquentielle dans le temps du dimanche suivant la Fête du travail.
- . a, r, b : Paramètres estimés.
- . Noter que r_i représente l'importance du facteur de froideur à la station "i" et que

$$\sum_{i=1}^R r_i = 1.$$
- . L'expression $\exp (b_0 + b_1k + b_2k^2)$ est une fonction de pondération. Elle permet d'obtenir une moyenne pondérée des conditions météorologiques température-vent.
- . L'expression $b_3T + b_4VT + b_5 \sqrt{V} + b_6T \sqrt{V}$ s'apparente à celle utilisée par le service de l'Environnement atmosphérique pour évaluer le facteur de froideur du vent.
- . L'expression $[(1/\pi)\tan^{-1}(a_{2,j} + a_{3,j}M_t) + 0.5]$ est une fonction de pondération. Sa valeur oscille entre 0 et 1.

Nous pourrions aussi augmenter le nombre d'heures de persistance. En effet, des essais ont montré qu'à 54 heures, les résultats s'améliorent de 4 MW en moyenne. Mais de multiples contraintes durant la mise au point du modèle d'analyse nous ont obligé à réduire ce nombre à 36 heures.

3.2.3 Précipitations (h,t) : Influence des précipitations

La fonction Précipitations est semblable à celle décrite dans le modèle hivernal. Toutefois, la variable D a été ajoutée pour souligner l'impact des précipitations sur la région montréalaise. En effet, l'influence des précipitations se fait sentir à deux niveaux : sur les pertes de transport et de distribution, et sur les habitudes des consommateurs.

La fonction se présente comme suit :

$$\begin{aligned} \text{Précipitations}_{h,t} = & [a_1 O_{h,t} + a_2 S_{h,t} + a_3 T_{h,t} \\ & + a_4 N_{h,t} + a_5 R_{h,t} + a_6 D_{h,t}] C_{h,t} \\ & + b_h M_{h,t} \end{aligned}$$

où :

- $\text{Précipitations}_{h,t}$: Évaluation de l'effet des précipitations en mégawatts.

- $Q_{h,t}$ et $S_{h,t}$: Qualité des précipitations aux stations de Québec et de Sept-Îles. Les précipitations sont ainsi classées : 2, pluie ou verglas ; 1, neige ; 0, autres cas.
- $T_{h,t}$, $N_{h,t}$, $R_{h,t}$, $D_{h,t}$: Variables simulant l'importance des précipitations : elles valent 0 ou 1. Par exemple, s'il pleut en même temps aux stations :
 - Ottawa, Dorval et Sherbrooke :
 $T_{h,t} = 1$, sinon $T_{h,t} = 0$
 - Québec et Sept-Îles :
 $N_{h,t} = 1$, sinon $N_{h,t} = 0$
 - Ottawa, Dorval, Sherbrooke et Québec :
 $R_{h,t} = 1$, sinon $R_{h,t} = 0$
 - Dorval et de Saint-Hubert :
 $D_{h,t} = 1$, sinon $D_{h,t} = 0$

Noter que si la température est supérieure à -2 °C et qu'il neige, ce cas est traité comme s'il pleuvait.

- $C_{h,t}$: Puissance (MW) sur le réseau à l'heure "h", au jour "t".
- $M_{h,t}$: S'il y a des précipitations dans la région montréalaise, c'est-à-dire à la station de Dorval ou de Saint-Hubert, la variable vaut 1, sinon $M = 0$.
- a, b : Paramètres estimés.
 Noter que $b_h > 0$ si $h \in (11.5, 16)$
 et $b_h = 0$ si $h \in (17, 11)$

Les évaluations des effets des précipitations sont sensiblement identiques à celles déterminées avec le modèle hivernal. En cas de pluies importantes, les pertes de puissance sont évaluées à plus de 3 % de la puissance présente sur le réseau ; s'il neige, les pertes ne seront que d'environ 1 %. Noter par ailleurs qu'en cas de précipitations, le taux de nébulosité sera à son maximum. L'impact global de ce phénomène est ainsi doublé s'il fait jour.

3.2.4 Nébulosité (h,t) : Influence de la présence de nuages

La fonction Nébulosité est identique à celle du modèle hivernal, si ce n'est de la mise à jour présentée au point 1.1.2.

Soulignons que l'impact le plus marqué se produit à 16 h, et non à 15 h comme dans le modèle hivernal. De plus, l'effet maximal est de 450 MW. Lors d'une prochaine étape, nous tenterons de faire varier l'impact de la nébulosité selon l'indice de froideur. Des essais effectués avec le facteur de froideur provincial n'ont pas donné de résultats concluants : pourtant, c'est cette modification qui permettrait de fusionner le modèle automnal avec le modèle hivernal.

3.2.5 Soleil (h,t) : Influence de la position du soleil

La forme de la fonction Soleil diffère beaucoup de celle du modèle hivernal. La période automnale connaît deux phénomènes : une variation quasi maxi-

male de l'angle d'indidence du soleil et le retour à l'heure normale, fin octobre. Cette situation nous a permis d'aborder le phénomène plus complètement, et même de supposer l'existence d'une fonction qui serait utilisable pour toutes les heures de l'année. La forme que nous avons choisie se présente ainsi :

$$\text{Soleil}_{h,t} = \begin{cases} a_{1,h} [(\tanh (a_{2,h} + a_{3,h} A_{h,t}) + 1)/2] & \text{si } h \in (5 \text{ à } 9, 16 \text{ à } 20) \\ 0 & \text{sinon} \end{cases}$$

- . $\text{Soleil}_{h,t}$: Évaluation en mégawatts de l'effet de l'angle d'incidence du soleil ; celui-ci est surtout dû à l'éclairage.
- . $A_{h,t}$: Cosinus de l'angle du soleil à l'heure "h", au jour "t", à la latitude 46° et à la longitude 73° (point géographique situé légèrement au nord-est de Montréal).
- . $a_{.,h}$: Paramètres estimés; si $h \in (5 \text{ à } 9, 16 \text{ à } 20)$
sinon $a_{.,h} = 0$.

La variable Soleil a permis d'expliquer des variations de la demande s'élevant jusqu'à 1 500 MW. Cette variable joue donc un très grand rôle dans l'établissement de l'heure et du niveau de la pointe quotidienne du réseau d'Hydro-Québec.

3.2.6 Climatisation (h,j,t) : Influence de la climatisation des habitations

La fonction Climatisation a été établie en vue de saisir la demande occasionnée par une période de temps chaud. La climatisation des bâtiments se généralisant, elle devient une source de variation du niveau de la demande sur le réseau. Nous avons donc mis au point la fonction suivante :

$$\text{Climatisation}_{h,j,t} = C_{ht} [(\tanh(b_0 + b_1 Z_{h,t}) + 1)/2]$$

où : $\text{Climatisation}_{h,j,t}$: Évaluation en mégawatts de l'effet de la chaleur.

$$C_{ht} = \begin{cases} \max [\exp (a_0 + a_1 h + a_2 h^2), a_3] & \text{pour un jour} \\ \text{ouvrable (lundi au vendredi)} \\ a_3 & \text{pour le samedi ou le dimanche} \end{cases}$$

Z_{ht} : Facteur de froideur calculé dans la fonction Froideur (h,j,t).

a,b : Paramètres estimés. On notera que $a_3 > 0$.

Pour bien interpréter cette fonction, remarquer : l'utilisation de $Z_{h,t}$ et la fonction tangente hyperbolique (tanh).

Par suite d'essais, nous avons constaté qu'il n'est pas nécessaire d'utiliser une statistique différente de celle de la fonction Froideur. Ceci simplifie encore davantage l'application du modèle mathématique.

La fonction tangente hyperbolique joue le rôle d'une fonction de poids. L'expression varie entre 0 et 1, de sorte qu'à partir d'un certain facteur de froideur (chaleur dans ce cas-ci) $Z_{h,t}$, l'expression vaut 1 ; si le facteur est de 4 à 5 degrés inférieur, l'expression vaut 0. Ainsi, disposant d'une évaluation de la quantité maximale de la puissance demandée par les appareils de climatisation, la fonction tangente hyperbolique pondère cette quantité selon un facteur de froideur (chaleur).

On a évalué qu'à partir d'un certain facteur de froideur, la climatisation pourrait occasionner une demande supplémentaire de 619 MW, tandis que en soirée et la nuit, la demande moyenne ne dépasserait pas 200 MW en août 1982. La fonction \exp [...] joue le rôle de la répartition horaire de la demande due à la climatisation.

3.2.7 Printemps (h,t) : Influence du triplet température-vent-nébulosité

La fonction Printemps est identique à celle décrite dans le modèle hivernal. Rappelons qu'elle joue un rôle dans l'ajustement de l'évaluation des effets déterminés par les variables météorologiques prises une à la fois. Elle évalue les effets d'interrelation de la nébulosité, de la température et du vent au plan des besoins en chauffage. Nous avons donc posé la contrainte suivante : la valeur minimale de la somme des puissances évaluées par les fonctions Froideur et Printemps est zéro. On souligne ainsi

le fait que la puissance associée au chauffage ne peut être négative.

La fonction se présente comme suit :

$$\text{Printemps}_{h,t} = a_0 + a_1 h + a_{2,h} (1 + a_3 (t - D)) \\ [(N_{h',t} + a_4)^{a_5} (a_6 - T_{h',t})^{a_7} (V_{h',t} - a_8)^{a_9}]$$

où :

- $\text{Printemps}_{h,t}$: Cette fonction ajuste les effets des variables météorologiques sur la demande du réseau (MW) entre 9 h et 18 h.
- D : Valeur chronologique de même nature que "t", déterminée par la position chronologique du dimanche suivant la Fête du travail.
- $N_{h',t}$, $T_{h',t}$, $V_{h',t}$: Moyenne des observations à l'heure "h" et "h-1" des variables nébulosité, température et vitesse du vent dans la région montréalaise (on utilise les relevés des stations de Dorval et de Saint-Hubert pour définir la situation météorologique de la région de Montréal).
- a : Paramètres estimés. Les valeurs de $a_{2,h}$ sont positives si $h \in (9,18)$, sinon elles sont nulles.

Cette fonction a été introduite après analyse de la consommation de septembre à novembre. En effet, à cette époque, l'impact du triplet température-vent-nébulosité est très important (par exemple si la

journée est ensoleillée et qu'il fait froid). Le phénomène du chauffage passif (effet du soleil) peut réduire grandement le recours aux appareils de chauffage. On a ainsi pu expliquer des variations supérieures à 1 000 MW.

3.2.8 Divers (h,t) : Autres facteurs

Comme pour le modèle hivernal, nous avons réévalué cette fonction pour simplifier le modèle. Elle regroupe des phénomènes simples mais différents dont les effets sont additifs : pertes de transport associées aux ventes d'électricité excédentaire et à l'exportation ; effet d'un hiver tardif.

3.2.8.1 Pertes de transport: électricité excédentaire et exportation

Nous avons repris intégralement la méthode d'évaluation des pertes de transport établie dans le modèle hivernal. Il s'agit de tenir compte du fait que le réseau subit des pertes de transport lors des ventes à l'exportation et d'énergie excédentaire. Ces pertes augmentent artificiellement les besoins prioritaires du réseau. Ne pouvant identifier dans tous les cas la source unique de production affectée à l'exportation ou à l'excédentaire, nous avons évalué les pertes de la façon suivante :

$$\bullet \text{ Pertes (h,t) = } aE_{h,t}$$

- . $E_{h,t}$: Puissance vendue à l'exportation et sous forme d'excédentaire.
- . a : Paramètre estimé représentant le facteur de perte lié à la transaction.

La valeur moyenne du taux de perte a atteint la borne supérieure de ce paramètre, soit 7 %. Nous expliquons ce phénomène par le fait que le niveau de la puissance liée à la transaction varie peu globalement ; la variation est plus visible entre la nuit et le jour. Il y a probablement surestimation de l'impact de ce phénomène du fait de l'absence d'un comportement spécifique durant la période hivernale. Noter que la valeur moyenne du taux de perte évaluée sur la période hivernale est de 3 %.

3.2.8.2 Effet d'un hiver tardif

Durant la mise sur pied du modèle, nous nous sommes aperçus qu'un hiver tardif donnait lieu à deux phénomènes, en ce qui a trait à la demande de puissance par les systèmes de chauffage électrique. Premièrement, les usagers augmentent graduellement la puissance affectée au chauffage au cours de l'automne, et deuxièmement, il y a un rattrapage, et même une demande supérieure à celle attendue à un moment donné. L'automne 1982 fut particulièrement intéressant à cet égard parce qu'il fut plus chaud qu'à l'accoutumée. Ceci a eu pour conséquence de freiner la montée graduelle de la demande de puissance pour le chauffage électrique. Mais, avec l'arrivée du froid à la fin novembre, il

s'est produit un saut dans la demande de puissance sur le réseau. Nous avons tenté d'en évaluer l'importance de la façon suivante :

$$\text{Hâtif (t)} = \begin{cases} a_0 & \text{si la journée "t" appartient à la période} \\ & \text{du 28 novembre au 5 décembre 1982,} \\ 0 & \text{sinon} \end{cases}$$

On a évalué a_0 à 297 MW, ce qui représente 7 GWh par jour. (Noter que le 5 décembre est la dernière journée de l'historique utilisé.)

3.3 ANALYSE STATISTIQUE DU MODÈLE AUTOMNAL

Pour le modèle automnal, nous avons repris le plan d'analyse statistique utilisé dans le modèle hivernal. Il consiste à dénombrer selon les heures et les jours, deux types de moyennes : 1) la différence entre les puissances demandées et estimées, 2) la valeur absolue de cette différence. Ce calcul a été mené pour chaque automne, soit celui de 1980, de 1981 et de 1982, ainsi que pour l'ensemble des trois. Des quatre tableaux de données obtenues, on peut tirer les constatations suivantes.

3.3.1 Niveau global

Rappelons que les essais ont porté sur la période du 4 août au 5 décembre de chacun des automnes, en omettant les jours fériés, leurs lendemains et le dimanche précédant la Fête du travail, la demande de puissance durant ces cinq jours étant trop particulière.

La moyenne des valeurs absolues des résidus de chacun des automnes oscille entre 150 et 161 MW. Sur l'ensemble des trois automnes, elle est de 154 MW, ce qui représente un écart moyen de 1,5 % par rapport à la puissance moyenne appelée durant cette période. (Rappelons que dans le modèle d'hiver, elle était de 180 MW.) C'est en appliquant le modèle à l'automne 1982 que nous avons l'écart le plus élevé. Cette différence peut s'expliquer par les baisses importantes de la demande de puissance du secteur industriel, directement liées à la crise économique qui sévissait alors. Ces variations ont eu pour effet de masquer légèrement les effets des conditions climatiques sur la demande. Il faut de plus rappeler que l'automne 1982 fut plus chaud que la normale et que les premiers froids importants ne survinrent qu'à la fin de novembre. Malgré cela, l'écart n'a atteint que 161 MW.

3.3.2 Niveau quotidien

Au niveau quotidien, la moyenne des valeurs absolues des résidus est en moyenne plus faible pour les jours ouvrables que pour les autres jours, soit 152 MW et 162 MW respectivement. La journée du mercredi est la mieux estimée, les trois moyennes ne dépassant pas 148 MW. Par contre, cette même moyenne oscille entre 154 et 177 MW pour le samedi.

Quant à la moyenne des résidus, le modèle sous-estime la demande du vendredi et surestime celle du mercredi. Ce biais, en moyenne de l'ordre de 18 MW, peut s'expliquer du fait que nous utilisons une seule courbe horaire pour évaluer la demande de puissance de base au cours de ces deux jours. Ce biais représente moins de 0,2 % de la puissance moyenne au cours de cette période.

3.3.3 Niveau horaire

Les moyennes horaires des valeurs absolues des résidus oscillent entre 117 et 180 MW sur une base hebdomadaire, et entre 99 et 254 MW sur une base quotidienne. C'est la nuit que les écarts sont les moindres. La différence moyenne entre l'écart moyen des cinq premières heures de la journée et celui entre 17 h et 19 h est de 42 MW. C'est au cours des dimanches et des lundis qu'on constate la meilleure et la pire moyenne des écarts horaires pour chacun des automnes.

Pour ce qui est du comportement de la moyenne horaire des résidus pour les jours ouvrables, il y a quelques périodes où le modèle surestime et sous-estime de façon systématique. Les plus longues périodes surviennent le mercredi et le vendredi entre 01 h et 16 h. Pour corriger ce problème, peut-être faudrait-il établir une courbe horaire spécifique pour chacune de ces journées ; ceci sera tenté lors d'une étape ultérieure. L'écart le plus important survenu au cours d'une période de cinq heures d'affilée a été de 128 MW pour les trois automnes, mais, en moyenne, cet écart est inférieur à 100 MW.

4. CONCLUSION

La seconde étape de notre projet est à présent achevée. Il est maintenant possible d'analyser et de simuler la demande selon les conditions climatiques pour huit mois de l'année, soit d'août à mars. L'établissement du modèle automnal nous a amené à simuler des phénomènes intéressants : la climatisation des bâtiments, l'effet du raccourcissement de la période de clarté et surtout la montée graduelle des besoins de chauffage des logements. Par ailleurs, d'ici quelques mois, il sera possible de prévoir la demande horaire des prochaines semaines en tenant compte automatiquement de l'impact des jours fériés, des changements de régime horaire, des baisses prévues dans la demande du secteur industriel et de certains phénomènes sociaux.

Les prochaines étapes qu'il nous reste à franchir sont au nombre de trois :

- Définir un modèle d'ajustement des prévisions pour les jours fériés.
- Établir un modèle pour la période d'avril à juillet.
- Fondre ces trois modèles en un seul qui couvrira toute l'année.

Ce modèle nous offrira en outre la possibilité de simuler la demande de puissance selon les habitudes futures des consommateurs. Pour ce faire, il suffira d'extrapoler les différents paramètres selon des hypothèses précises.

Les modèles pour les périodes d'automne et d'hiver sont actuellement en exploitation dans notre division, la division Prévision de la demande, ainsi qu'à la division Ordonnancement, à la direction Conduite du réseau. Grâce à ces modèles, les exploitants peuvent à présent analyser, prévoir et simuler la demande selon les conditions climatiques régnant sur le réseau.

TABLEAU I

AUTOMNE 1980: MOYENNE DES RESIDUS EN VALEUR BRUTE ET EN VALEUR ABSOLUE.
(MEGAWATT)

HEURE	LUNDI	MARDI	MERCREDI	JEUDI	VENDREDI	SAMEDI	DIMANCHE	MOYENNE
1.0	-74 (146)	49 (152)	-6 (113)	-33 (99)	66 (120)	0 (145)	0 (162)	0 (133)
2.0	86 (122)	-9 (176)	-4 (98)	-59 (127)	2 (127)	0 (180)	0 (97)	0 (131)
3.0	87 (130)	-12 (128)	-29 (93)	-43 (107)	12 (122)	0 (131)	0 (97)	0 (115)
4.0	48 (142)	-32 (94)	-47 (107)	-5 (104)	45 (132)	0 (139)	0 (105)	0 (117)
5.0	-5 (94)	32 (108)	-24 (95)	-7 (94)	11 (125)	0 (145)	0 (88)	0 (107)
6.0	-3 (147)	-32 (183)	3 (126)	-13 (120)	45 (135)	0 (155)	0 (124)	0 (140)
7.0	-29 (134)	-12 (210)	-8 (174)	53 (157)	-8 (114)	0 (210)	0 (182)	0 (168)
8.0	-69 (154)	-17 (162)	-52 (119)	104 (176)	22 (119)	0 (150)	0 (246)	0 (160)
9.0	83 (145)	-15 (174)	-100 (156)	-14 (125)	63 (118)	0 (193)	0 (138)	0 (149)
10.0	86 (177)	-74 (140)	-119 (156)	4 (119)	113 (134)	0 (215)	0 (181)	0 (159)
11.0	67 (182)	-83 (126)	-84 (129)	-45 (136)	154 (180)	0 (223)	0 (149)	0 (160)
11.5	70 (165)	-90 (125)	-104 (134)	2 (151)	129 (151)	0 (211)	0 (130)	0 (152)
12.0	22 (146)	-56 (151)	-79 (134)	0 (106)	117 (164)	0 (184)	0 (129)	0 (144)
12.5	-7 (157)	-54 (133)	-87 (124)	20 (131)	127 (221)	0 (209)	0 (137)	0 (158)
13.0	39 (224)	-47 (159)	-54 (138)	-27 (112)	96 (171)	0 (137)	0 (172)	0 (157)
14.0	-50 (235)	-72 (168)	26 (122)	18 (122)	63 (140)	0 (178)	0 (152)	0 (157)
15.0	-117 (255)	0 (141)	29 (179)	-1 (151)	76 (151)	0 (160)	0 (157)	0 (170)
16.0	-45 (259)	59 (98)	-5 (142)	0 (135)	-2 (117)	0 (172)	0 (167)	0 (154)
17.0	-26 (212)	146 (178)	50 (192)	-59 (120)	-94 (122)	0 (197)	0 (179)	0 (170)
17.5	32 (151)	124 (192)	71 (197)	-67 (113)	-140 (183)	0 (202)	0 (125)	0 (166)
18.0	19 (170)	103 (163)	29 (168)	-36 (133)	-98 (171)	0 (225)	0 (116)	0 (163)
18.5	10 (197)	47 (157)	-15 (173)	-23 (167)	-6 (147)	0 (220)	0 (121)	0 (169)
19.0	71 (172)	59 (122)	0 (206)	-51 (174)	-58 (176)	0 (217)	0 (143)	0 (174)
20.0	18 (172)	28 (86)	-26 (161)	71 (184)	-87 (214)	0 (162)	0 (154)	0 (163)
21.0	-77 (228)	28 (149)	31 (135)	55 (150)	-46 (150)	0 (179)	0 (205)	0 (169)
22.0	52 (166)	-4 (143)	71 (169)	32 (135)	-149 (165)	0 (146)	0 (207)	0 (161)
23.0	-12 (162)	0 (147)	-15 (103)	23 (191)	5 (112)	0 (145)	0 (188)	0 (149)
24.0	-28 (194)	-4 (109)	-34 (127)	42 (117)	22 (110)	0 (119)	0 (150)	0 (131)
MOYENNE	8 (173)	2 (145)	-20 (142)	-2 (134)	17 (146)	0 (177)	0 (150)	0 (152)

NOTE: NOUS APPELONS "RESIDU" LA DIFFERENCE ENTRE LA DEMANDE OBSERVEE ET LA DEMANDE ESTIMEE PAR LE MODELE. LA VALEUR ABSOLUE D'UNE VARIABLE EST LA VALEUR POSITIVE OU NULLE DE CETTE DERNIERE. ON NOTERA QUE LA MOYENNE DES RESIDUS PEUT ETRE POSITIVE OU NEGATIVE DANS LE CAS DES JOURS OUVRABLES, ET NULLE LE SAMEDI ET LE DIMANCHE A CAUSE DES CONDITIONS D'ESTIMATION DES PARAMETRES DU MODELE. LA MOYENNE DES VALEURS ABSOLUES DES RESIDUS EST REPRESENTEE ENTRE PARENTHESES ET ELLE INDIQUE LA GRANDEUR DES RESIDUS SELON LES HEURES ET LES JOURS.

TABLEAU II

AUTOMNE 1981: MOYENNE DES RESIDUS EN VALEUR BRUTE ET EN VALEUR ABSOLUE.
(MEGAWATT)

HEURE	LUNDI	MARDI	MERCREDI	JEUDI	VENDREDI	SAMEDI	DIMANCHE	MOYENNE
1.0	-30 (79)	-73 (139)	-42 (100)	40 (88)	93 (130)	0 (140)	0 (146)	0 (118)
2.0	49 (116)	-88 (153)	-55 (117)	12 (76)	77 (122)	0 (140)	0 (123)	0 (121)
3.0	58 (106)	-52 (118)	-55 (105)	-1 (75)	50 (99)	0 (159)	0 (105)	0 (110)
4.0	43 (127)	-29 (110)	-51 (133)	39 (90)	0 (134)	0 (172)	0 (107)	0 (125)
5.0	-6 (127)	-25 (121)	-50 (100)	54 (90)	23 (116)	0 (185)	0 (111)	0 (122)
6.0	-45 (111)	28 (175)	-44 (139)	41 (156)	17 (144)	0 (115)	0 (151)	0 (141)
7.0	-39 (136)	-43 (144)	0 (80)	43 (186)	32 (178)	0 (213)	0 (186)	0 (162)
8.0	-59 (156)	20 (137)	-54 (172)	54 (212)	34 (169)	0 (243)	0 (173)	0 (182)
9.0	40 (169)	-20 (163)	-28 (134)	-44 (234)	56 (189)	0 (202)	0 (101)	0 (172)
10.0	8 (149)	2 (120)	-95 (173)	-28 (151)	111 (181)	0 (144)	0 (164)	0 (155)
11.0	9 (112)	19 (154)	-79 (139)	-31 (135)	82 (195)	0 (165)	0 (164)	0 (153)
11.5	14 (139)	23 (121)	-65 (113)	-42 (161)	71 (164)	0 (182)	0 (145)	0 (148)
12.0	-9 (192)	-7 (130)	-63 (132)	-34 (140)	110 (170)	0 (164)	0 (153)	0 (155)
12.5	-71 (226)	-30 (180)	-36 (129)	-14 (154)	141 (178)	0 (169)	0 (173)	0 (172)
13.0	-108 (186)	-14 (144)	21 (142)	-20 (118)	111 (168)	0 (175)	0 (157)	0 (156)
14.0	-65 (185)	-5 (158)	-37 (206)	27 (109)	73 (162)	0 (132)	0 (181)	0 (161)
15.0	-86 (178)	-6 (160)	-31 (166)	-5 (112)	119 (140)	0 (158)	0 (148)	0 (151)
16.0	-22 (166)	47 (146)	-7 (122)	-47 (188)	34 (150)	0 (156)	0 (200)	0 (161)
17.0	82 (182)	101 (149)	35 (131)	-76 (165)	-117 (149)	0 (148)	0 (291)	0 (173)
17.5	9 (162)	75 (185)	72 (201)	-60 (143)	-79 (150)	0 (158)	0 (260)	0 (179)
18.0	24 (180)	0 (154)	-4 (201)	-6 (135)	-8 (95)	0 (106)	0 (260)	0 (160)
18.5	28 (128)	-55 (132)	2 (177)	-20 (141)	44 (91)	0 (99)	0 (162)	0 (132)
19.0	-21 (171)	-15 (131)	31 (179)	-30 (164)	35 (188)	0 (141)	0 (143)	0 (160)
20.0	15 (198)	-35 (179)	-31 (185)	73 (162)	-24 (175)	0 (156)	0 (174)	0 (175)
21.0	-28 (132)	-66 (139)	-5 (141)	110 (192)	-19 (162)	0 (153)	0 (106)	0 (147)
22.0	51 (107)	27 (130)	12 (133)	46 (144)	-125 (193)	0 (154)	0 (128)	0 (142)
23.0	-26 (137)	-35 (143)	-26 (107)	98 (180)	-16 (177)	0 (94)	0 (110)	0 (135)
24.0	-99 (148)	-77 (177)	11 (114)	62 (163)	85 (157)	0 (86)	0 (143)	0 (140)
MOYENNE	-10 (150)	-12 (146)	-24 (142)	8 (145)	36 (155)	0 (154)	0 (159)	0 (150)

NOTE: NOUS APPELONS "RESIDU" LA DIFFERENCE ENTRE LA DEMANDE OBSERVEE ET LA DEMANDE ESTIMEE PAR LE MODELE. LA VALEUR ABSOLUE D'UNE VARIABLE EST LA VALEUR POSITIVE OU NULLE DE CETTE DERNIERE. ON NOTERA QUE LA MOYENNE DES RESIDUS PEUT ETRE POSITIVE OU NEGATIVE DANS LE CAS DES JOURS OUVRABLES, ET NULLE LE SAMEDI ET LE DIMANCHE A CAUSE DES CONDITIONS D'ESTIMATION DES PARAMETRES DU MODELE. LA MOYENNE DES VALEURS ABSOLUES DES RESIDUS EST REPRESENTEE ENTRE PARENTHESES ET ELLE INDIQUE LA GRANDEUR DES RESIDUS SELON LES HEURES ET LES JOURS.

TABLEAU III

AUTOMNE 1982: MOYENNE DES RESIDUS EN VALEUR BRUTE ET EN VALEUR ABSOLUE.
(MEGAWATT)

HEURE	LUNDI	MARDI	MERCREDI	JEUDI	VENDREDI	SAMEDI	DIMANCHE	MOYENNE
1.0	-53 (179)	-43 (160)	0 (132)	52 (134)	35 (148)	0 (155)	0 (79)	0 (140)
2.0	63 (186)	-64 (139)	-36 (164)	42 (150)	-2 (111)	0 (151)	0 (115)	0 (145)
3.0	77 (173)	-105 (146)	-34 (130)	58 (136)	3 (109)	0 (96)	0 (102)	0 (127)
4.0	75 (156)	-89 (175)	-26 (109)	31 (145)	9 (134)	0 (98)	0 (105)	0 (131)
5.0	16 (169)	-109 (200)	27 (126)	51 (131)	6 (124)	0 (140)	0 (99)	0 (140)
6.0	-37 (221)	-8 (160)	-11 (136)	66 (204)	-11 (119)	0 (215)	0 (141)	0 (170)
7.0	-36 (186)	-20 (126)	6 (158)	76 (177)	-30 (156)	0 (269)	0 (171)	0 (178)
8.0	30 (145)	7 (179)	-32 (145)	22 (200)	-21 (149)	0 (248)	0 (239)	0 (186)
9.0	45 (135)	-23 (173)	-52 (154)	17 (191)	17 (123)	0 (157)	0 (175)	0 (158)
10.0	103 (221)	5 (127)	-71 (150)	-101 (181)	79 (189)	0 (190)	0 (129)	0 (170)
11.0	111 (176)	19 (120)	-94 (155)	-76 (210)	58 (152)	0 (148)	0 (109)	0 (153)
11.5	88 (130)	-14 (119)	-79 (157)	-66 (170)	83 (194)	0 (160)	0 (134)	0 (153)
12.0	81 (159)	12 (138)	-62 (146)	-71 (175)	53 (159)	0 (146)	0 (172)	0 (157)
12.5	44 (160)	34 (206)	-59 (185)	-64 (208)	57 (180)	0 (143)	0 (156)	0 (177)
13.0	-3 (134)	82 (162)	-57 (164)	-32 (226)	22 (174)	0 (126)	0 (230)	0 (175)
14.0	-88 (206)	86 (166)	-56 (121)	-1 (217)	61 (198)	0 (194)	0 (220)	0 (189)
15.0	-154 (220)	74 (186)	-41 (111)	15 (193)	98 (204)	0 (185)	0 (138)	0 (176)
16.0	-71 (183)	44 (128)	7 (164)	20 (205)	-2 (138)	0 (194)	0 (170)	0 (169)
17.0	25 (167)	120 (194)	60 (179)	-59 (155)	-127 (212)	0 (192)	0 (293)	0 (199)
17.5	-6 (162)	104 (199)	34 (144)	-29 (168)	-89 (183)	0 (206)	0 (217)	0 (182)
18.0	-20 (140)	57 (181)	26 (138)	15 (130)	-71 (183)	0 (157)	0 (194)	0 (160)
18.5	-55 (164)	29 (207)	58 (183)	-1 (171)	-32 (162)	0 (126)	0 (169)	0 (169)
19.0	-10 (122)	24 (132)	9 (161)	25 (158)	-44 (167)	0 (134)	0 (182)	0 (152)
20.0	-83 (188)	-69 (120)	55 (163)	142 (208)	-60 (209)	0 (153)	0 (202)	0 (178)
21.0	-50 (141)	-71 (112)	10 (136)	84 (166)	16 (181)	0 (177)	0 (178)	0 (157)
22.0	-22 (112)	29 (85)	71 (144)	28 (155)	-103 (195)	0 (123)	0 (139)	0 (138)
23.0	-52 (187)	0 (96)	15 (95)	66 (164)	-33 (156)	0 (118)	0 (130)	0 (135)
24.0	-77 (170)	-80 (132)	60 (188)	4 (170)	75 (148)	0 (112)	0 (131)	0 (150)
MOYENNE	-2 (168)	1 (152)	-9 (148)	11 (175)	1 (163)	0 (161)	0 (161)	0 (161)

NOTE: NOUS APPELONS "RESIDU" LA DIFFERENCE ENTRE LA DEMANDE OBSERVEE ET LA DEMANDE ESTIMEE PAR LE MODELE. LA VALEUR ABSOLUE D'UNE VARIABLE EST LA VALEUR POSITIVE OU NULLE DE CETTE DERNIERE. ON NOTERA QUE LA MOYENNE DES RESIDUS PEUT ETRE POSITIVE OU NEGATIVE DANS LE CAS DES JOURS OUVRABLES, ET NULLE LE SAMEDI ET LE DIMANCHE A CAUSE DES CONDITIONS D'ESTIMATION DES PARAMETRES DU MODELE. LA MOYENNE DES VALEURS ABSOLUES DES RESIDUS EST REPRESENTEE ENTRE PARENTHESES ET ELLE INDIQUE LA GRANDEUR DES RESIDUS SELON LES HEURES ET LES JOURS.

TABLEAU IV

LES TROIS AUTOMNES: MOYENNE DES RESIDUS EN VALEUR BRUTE ET EN VALEUR ABSOLUE.
(MEGAWATT)

HEURE	LUNDI	MARDI	MERCREDI	JEUDI	VENDREDI	SAMEDI	DIMANCHE	MOYENNE
1.0	-52 (134)	-22 (150)	-16 (115)	19 (107)	64 (132)	0 (146)	0 (129)	0 (130)
2.0	66 (141)	-53 (156)	-31 (126)	-1 (117)	25 (120)	0 (157)	0 (111)	0 (132)
3.0	74 (136)	-56 (130)	-39 (109)	4 (106)	21 (110)	0 (128)	0 (101)	0 (117)
4.0	55 (141)	-50 (126)	-41 (116)	21 (113)	18 (133)	0 (136)	0 (105)	0 (124)
5.0	1 (130)	-34 (143)	-15 (107)	32 (105)	13 (121)	0 (156)	0 (99)	0 (123)
6.0	-28 (159)	-4 (172)	-17 (133)	31 (160)	17 (132)	0 (161)	0 (138)	0 (150)
7.0	-34 (152)	-25 (160)	0 (137)	57 (173)	-2 (149)	0 (230)	0 (179)	0 (169)
8.0	-32 (151)	3 (159)	-46 (145)	60 (196)	11 (145)	0 (213)	0 (219)	0 (176)
9.0	56 (149)	-19 (170)	-60 (148)	-13 (183)	45 (143)	0 (184)	0 (138)	0 (159)
10.0	65 (182)	-22 (129)	-95 (159)	-41 (150)	101 (168)	0 (183)	0 (158)	0 (161)
11.0	62 (156)	-15 (133)	-85 (141)	-50 (160)	98 (175)	0 (178)	0 (140)	0 (155)
11.5	57 (144)	-27 (121)	-82 (134)	-35 (160)	94 (169)	0 (184)	0 (136)	0 (151)
12.0	31 (165)	-17 (139)	-68 (137)	-35 (140)	93 (164)	0 (164)	0 (151)	0 (152)
12.5	-11 (181)	-16 (173)	-60 (146)	-19 (164)	108 (193)	0 (173)	0 (155)	0 (169)
13.0	-24 (181)	7 (155)	-30 (148)	-26 (152)	76 (171)	0 (146)	0 (186)	0 (162)
14.0	-67 (208)	3 (164)	-22 (149)	14 (149)	65 (166)	0 (168)	0 (184)	0 (169)
15.0	-119 (217)	22 (162)	-14 (152)	3 (152)	97 (165)	0 (167)	0 (147)	0 (165)
16.0	-46 (202)	50 (124)	-1 (142)	-9 (176)	10 (135)	0 (174)	0 (179)	0 (161)
17.0	27 (187)	122 (173)	48 (167)	-64 (146)	-112 (161)	0 (179)	0 (254)	0 (180)
17.5	11 (158)	101 (192)	59 (180)	-52 (141)	-102 (172)	0 (188)	0 (200)	0 (175)
18.0	7 (163)	53 (166)	17 (169)	-9 (132)	-59 (149)	0 (162)	0 (190)	0 (161)
18.5	-5 (163)	7 (165)	15 (177)	-14 (159)	2 (133)	0 (148)	0 (150)	0 (156)
19.0	13 (155)	22 (128)	13 (182)	-18 (165)	-22 (177)	0 (164)	0 (156)	0 (162)
20.0	-16 (186)	-25 (128)	0 (169)	95 (184)	-57 (199)	0 (157)	0 (176)	0 (172)
21.0	-51 (167)	-36 (133)	12 (137)	83 (169)	-16 (164)	0 (169)	0 (163)	0 (157)
22.0	27 (128)	17 (119)	51 (148)	35 (144)	-125 (184)	0 (141)	0 (158)	0 (147)
23.0	-30 (162)	-11 (128)	-8 (101)	62 (178)	-14 (148)	0 (119)	0 (142)	0 (139)
24.0	-68 (170)	-53 (139)	12 (143)	36 (150)	60 (138)	0 (105)	0 (141)	0 (140)
MOYENNE	-1 (163)	-3 (147)	-17 (144)	5 (151)	18 (154)	0 (164)	0 (156)	0 (154)

NOTE: NOUS APPELONS "RESIDU" LA DIFFERENCE ENTRE LA DEMANDE OBSERVEE ET LA DEMANDE ESTIMEE PAR LE MODELE. LA VALEUR ABSOLUE D'UNE VARIABLE EST LA VALEUR POSITIVE OU NULLE DE CETTE DERNIERE. ON NOTERA QUE LA MOYENNE DES RESIDUS PEUT ETRE POSITIVE OU NEGATIVE DANS LE CAS DES JOURS OUVRABLES, ET NULLE LE SAMEDI ET LE DIMANCHE A CAUSE DES CONDITIONS D'ESTIMATION DES PARAMETRES DU MODELE. LA MOYENNE DES VALEURS ABSOLUES DES RESIDUS EST REPRESENTEE ENTRE PARENTHESES ET ELLE INDIQUE LA GRANDEUR DES RESIDUS SELON LES HEURES ET LES JOURS.

BIBLIOGRAPHIE

- (1) BÉCHARD, Denis, août 1979, Prévision à court terme de la demande d'électricité, Hydro-Québec.
- (2) BLOOMFIELD, Peter, 1976, Fourier Analysis of Time Series: An Introduction, John Wiley & Sons, New York.
- (3) DRAPER, N.R. et SMITH, H., 1976, Applied Regression Analysis, John Wiley & Sons, New York.
- (4) DUGAS, Denis, Influence des chauffe-eau électriques sur la puissance, Hydro-Québec, (à paraître).
- (5) GRENIER, M. et DUGAS, D. février 1979, Analyse de 14 pointes de l'hiver 78-79, réseau principal avec Manic Power, Hydro-Québec.
- (6) GRENIER, Michel, février 1980, Influence de la température sur la consommation quotidienne, Hydro-Québec.
- (7) GRENIER, Michel, février 1980, Redéfinition de la fonction de répartition semaine-jour, Hydro-Québec.
- (8) GRENIER, Michel, septembre 1980, Normalisation des valeurs annuelles des besoins prioritaires internes, Hydro-Québec.
- (9) GRENIER, Michel, septembre 1981, Impact des régimes horaires sur la consommation électrique d'octobre à avril, Hydro-Québec.
- (10) GRENIER, Michel, décembre 1982, La demande d'électricité et les conditions climatiques, Phase 1, Hydro-Québec.

BIBLIOGRAPHIE (suite)

- (11) LIZOTTE, Muriel, février 1979, Rapport de stage sur la prévision de charge à court terme, Hydro-Québec.
- (12) PUN, Lucas, 1972, Introduction à la pratique de l'optimisation, Dunod, Paris.
- (13) KALOCSAI, R. et SRINIVASAW, K., 1975, Modèle horaire de prévision de charge tenant compte des effets climatiques, Institut de Recherche d'Hydro-Québec.
- (14) TAYLOR, Billie L., 1981, Population-Weighted Heating Degree-Days for Canada, Atmosphere-Ocean, 19 (3), pp. 261-268.