Règle CM930408
Décision 93-201

NOTE D'INFORMATION **GOUVERNEMENT DU QUÉBEC**

DE: **MADAME LISE BACON**
Ministre de l'Énergie
et des Ressources

Québec, le 8 septembre 1993

Secrétariat général
REÇU RÉFÉRENCE
8 SEP 1993 3 - 0197
CONSEIL EXÉCUTIF

OBJET: **NOUVELLES OPTIONS TARIFAIRES D'HYDRO-QUÉBEC**

ACCESSIBLE AU PUBLIC

1. ÉTAT DE LA SITUATION

À l'automne 1992, un groupe de travail conjoint Hydro-Québec / MER a été mandaté pour rechercher de nouvelles formules de prix d'électricité. Ce mandat s'inscrivait dans la perspective de soutenir le développement économique du Québec et par extension d'aider à stimuler la relance économique, principalement au niveau des industries pour qui l'électricité représente un facteur de production significatif. Il s'inscrivait également dans l'optique d'offrir des incitatifs aux industriels voulant s'implanter au Québec afin qu'ils puissent faire face à la concurrence.

C'est dans ce contexte que le groupe de travail a favorisé le développement de trois formules tarifaires.

Elles se présentent sous la forme de trois options tarifaires à inclure au règlement tarifaire d'Hydro-Québec. Il s'agit de l'option de maintien de la charge, de l'option d'assurance évolution des tarifs et de l'option de paiements en devises américaines. Elles s'adressent aux clients industriels québécois au tarif Grande Puissance (L) d'Hydro-Québec. Leur accessibilité sera universelle et chaque client industriel, qui rencontrera les conditions d'éligibilité, pourra y adhérer.

2. OPTION DE MAINTIEN DE LA CHARGE

L'option de maintien de la charge vise à soutenir les activités des entreprises industrielles québécoises qui éprouvent des difficultés passagères, en contribuant au maintien de leurs opérations et par extension au maintien des emplois qui y sont rattachés. Elle s'inscrit dans une démarche de partenariat et de concertation entre les divers agents économiques qui gravitent autour d'une même entreprise, puisqu'elle permettra à Hydro-Québec de participer, via une réduction temporaire des tarifs, à des plans de relance ou de redressement dans une proportion égale en pourcentage à l'apport des autres fournisseurs. Cette option, d'une durée de trois ans, permet à Hydro-Québec de protéger ses revenus et d'aider de grandes entreprises québécoises pour l'équivalent d'une charge de 600 MW.

3. OPTION D'ASSURANCE ÉVOLUTION DES TARIFS

L'objectif de l'option d'assurance évolution des tarifs est de favoriser l'implantation, la modernisation et l'expansion de grandes entreprises québécoises. Pour ce faire, Hydro-Québec garantira aux investisseurs industriels que leurs tarifs évolueront, sans écart significatif en fonction de l'inflation canadienne et/ou du tarif Grande Puissance, selon la formule de prix retenue par le client et ce, pour une période maximale de douze ans. Le potentiel de développement de ce marché est évalué à quelque 325 MW d'ici l'an 2000.

4. OPTION DE PAIEMENTS EN DEVISES AMÉRICAINES

En complémentarité au programme décrit précédemment, l'option de paiements en devises américaines permettra de garantir aux investisseurs industriels québécois qui ont des revenus importants en devises américaines, d'être à l'abri des aléas d'un taux de change variable. En effet, cette option garantit un taux de change fixe pour une période maximale de dix (10) ans. Parallèlement, pour Hydro-Québec, elle lui assure des revenus en devises américaines pour rencontrer ses obligations en dollars américains.

5. RETOMBÉES ÉCONOMIQUES DES PROGRAMMES

D'ici l'an 2000, le ministère de l'Énergie et des Ressources estime, de façon préliminaire, que ces options tarifaires pourraient faciliter la réalisation et/ou le devancement de nombreux projets prévus au plan de développement d'Hydro-Québec. Ces projets, qui pourraient générer près d'un milliard de dollars d'investissements, créeraient quelque 8 000 emplois temporaires pendant la construction et près d'un millier d'emplois permanents directs et indirects, dont plusieurs en région.

6. APPROBATION GOUVERNEMENTALE

Le conseil d'administration d'Hydro-Québec a approuvé ces options tarifaires le 8 septembre 1993. Ces règlements tarifaires seront soumis à l'approbation du gouvernement au cours des prochaines semaines.

Ministre de l'Énergie et des Ressources

Règle CH 92.04.01
Décision 92.076

MÉMOIRE AU CONSEIL DES MINISTRES

GOUVERNEMENT DU QUÉBEC

DE : MADAME LISE BACON
Ministre de l'Énergie et
des Ressources

CHARLESBOURG, le 1 AVR '92

Secrétariat général
RÉFÉRENCE
2-0086

CONSEIL EXÉCUTIF

OBJET: SUIVI DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT 1990-1992 D'HYDRO-QUÉBEC ET PROPOSITION TARIFAIRE 1992

SOMMAIRE

PARTIE ACCESSIBLE AU PUBLIC

INTRODUCTION

Le dernier plan de développement d'Hydro-Québec a été approuvé par le Conseil des ministres le 28 novembre 1990, de même qu'un processus de révision et d'examen du plan. Selon ce processus, le plan est maintenant triennal plutôt qu'annuel mais il doit y avoir un suivi annuel.

La Commission parlementaire de l'économie et du travail, qui a siégé les 11 et 12 mars 1992, a porté sur la proposition tarifaire 1992 et, pour une première fois, sur le suivi du plan de développement 1990-1992 d'Hydro-Québec.

SUIVI DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT 1990-1992 D'HYDRO-QUÉBEC

Depuis la publication du plan, le Québec a connu un ralentissement économique plus accentué que prévu. En 1990, les ventes d'électricité régulières ont été conformes au plan alors qu'en 1991, elles s'avèrent inférieures de 6,9 TWh à la prévision de 127,3 TWh (milliards de kilowattheures). Pour 1992, ces ventes devraient atteindre 134,3 TWh avec une température plus près de la normale et la mise en service des alumineries de Sept-Îles et de Deschambault.

Les ventes d'électricité prévues pour la période 1992-2000 s'annoncent inférieures aux prévisions en raison de la restructuration de l'industrie des pâtes et papiers, du recyclage du papier et de l'expansion plus lente de l'industrie de la fonte et de l'affinage des métaux.

Au cours des deux dernières années, Hydro-Québec prévoyait exporter 24,2 TWh au total mais elle n'a exporté que 19 TWh. L'écart est imputable surtout au retard de la mise en service de la ligne à courant continu vers la Nouvelle-Angleterre.

Le projet d'efficacité énergétique d'Hydro-Québec vise à ralentir la croissance de la demande d'énergie électrique. À court terme, les objectifs de dépenses et d'économies d'énergie n'ont pas été atteints. Le démarrage plus lent du projet s'explique par la priorité accordée à la sensibilisation de la clientèle, la mise en place des équipes de travail et la mobilisation d'intervenants externes. Cependant, les objectifs à long terme demeurent à peu près conformes à ceux prévus.

La baisse de la demande, la diminution des exportations et les économies d'énergie anticipées réduisent les besoins d'équipements de production d'électricité. Plusieurs projets de centrales voient leur mise en service reportée. La production privée d'électricité prendra dorénavant plus d'importance, que ce soit par de petites centrales hydroélectriques ou par la cogénération. L'objectif d'Hydro-Québec à l'horizon 1996 passe de 300 MW à 750 MW.

Au chapitre de la qualité du service, la société d'État a enregistré, en 1991, 5,3 heures d'interruption par client, une très nette amélioration par rapport aux 9,6 heures de 1988. Les principales actions et les différents programmes

.../

mis de l'avant depuis le dernier plan de développement se concrétisent dans l'ensemble.

PROPOSITION TARIFAIRE D'HYDRO-QUÉBEC

LOI EXISTANTE

Conformément à l'article 22.0.1 de la Loi sur Hydro-Québec (L.R.Q., chap. H-5), les tarifs d'électricité doivent être approuvés par le gouvernement du Québec. Par ailleurs, en vertu des termes du décret 250-87 du 18 février 1987, le règlement tarifaire est exclu de l'application de la Loi sur les règlements.

SITUATION FINANCIÈRE D'HYDRO-QUÉBEC EN 1991

L'année 1991 a été marquée par la diminution des ventes causée par la récession, les températures clémentes du début de 1991 et la force du dollar canadien, de sorte que le redressement de la situation financière de l'entreprise, prévu pour 1991, ne s'est réalisé que partiellement.

RÉSUMÉ DE LA PROPOSITION TARIFAIRE D'HYDRO-QUÉBEC POUR 1992

Hydro-Québec propose, pour 1992, une hausse moyenne de 5,5 % des tarifs d'électricité relatifs à ses principales catégories tarifaires. En 1992, cette hausse tarifaire procurerait des revenus additionnels de 203 M$ à Hydro-Québec.

Ces hausses tarifaires moyennes sont établies sur la base des coûts de fourniture qui évoluent à un rythme supérieur à l'inflation : 6,8 % en 1992, 2,7 % en 1993 et 8,9 % en 1994. Les conditions difficiles reliées à la faible hydraulicité, les efforts de l'entreprise pour redresser la qualité du service, les frais de garantie sur la dette et le programme d'efficacité énergétique, les dépenses encourues pour les mises en service de nouvelles installations, les nouveaux achats d'énergie et la révision de la durée de vie des éléments d'actif immobilisés exerceront une pression à la hausse sur les coûts de fourniture.

Afin de réduire l'interfinancement qui existe entre les principales catégories tarifaires et qui favorise les abonnés au tarif domestique, Hydro-Québec propose de différencier la hausse tarifaire moyenne comme suit :

TARIF	CLIENTS	HAUSSE (%)
Domestique (D)	2 657 873	5,9
Petite puissance (G)	256 770	5,1
Moyenne puissance (M)	10 035	5,1
Grande puissance (L)	210	5,5*

* Effet réel de 5,3 % compte tenu du programme de stabilisation tarifaire.

La ministre de l'Énergie
et des Ressources,

MÉMOIRE AU CONSEIL DES MINISTRES **GOUVERNEMENT DU QUÉBEC**

DE : MADAME LISE BACON
Ministre de l'Énergie et
des Ressources

CHARLESBOURG, le

OBJET: SUIVI DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT 1990-1992 D'HYDRO-QUÉBEC ET PROPOSITION TARIFAIRE 1992

SOMMAIRE **PARTIE CONFIDENTIELLE**

ACCESSIBILITÉ AU PUBLIC

Les informations contenues dans la première partie du mémoire ainsi que dans les annexes sont accessibles au public. Cette partie du présent mémoire est confidentielle parce qu'elle est constituée d'avis et de recommandations.

ANALYSE DE LA PROPOSITION TARIFAIRE

[redacted]

.../

[redacted]

RECOMMANDATIONS

La ministre de l'Énergie et des Ressources recommande:

[redacted]

La ministre de l'Énergie
et des Ressources,

MÉMOIRE AU CONSEIL DES MINISTRES GOUVERNEMENT DU QUÉBEC

DE : MADAME LISE BACON
Ministre de l'Énergie et
des Ressources

CHARLESBOURG, le

OBJET: SUIVI DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT 1990-1992 D'HYDRO-QUÉBEC ET PROPOSITION TARIFAIRE 1992

PARTIE ACCESSIBLE AU PUBLIC

INTRODUCTION

Le dernier plan de développement d'Hydro-Québec a été approuvé par le Conseil des ministres le 28 novembre 1990, de même qu'un processus de révision et d'examen du plan. Selon ce processus, le plan est maintenant triennal plutôt qu'annuel mais il doit y avoir un suivi annuel. À cet effet, Hydro-Québec prépare un rapport public sur la réalisation du plan et, sur demande de la ministre de l'Énergie et des Ressources, des rapports particuliers sur certains projets ou programmes.

La Commission parlementaire de l'économie et du travail, qui a siégé les 11 et 12 mars 1992, a porté sur la proposition tarifaire 1992 et, pour une première fois, sur le suivi du plan de développement 1990-1992 d'Hydro-Québec. La société d'État a préparé un rapport général de suivi et quatre rapports particuliers portant sur son projet d'efficacité énergétique, le Défi performance, l'hydraulicité et la production privée d'électricité. Elle a également déposé sa proposition tarifaire pour 1992.

Dans le cadre du nouveau processus d'examen et de révision de son plan de développement, Hydro-Québec procède actuellement à une consultation publique avant de déposer, en novembre 1992, son prochain projet de plan qui traitera de ses orientations sur un horizon de dix ans.

1. SUIVI DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT 1990-1992 D'HYDRO-QUÉBEC

1.1 L'ÉVOLUTION DE LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ AU QUÉBEC

Depuis la publication du plan, le Québec a connu un ralentissement économique plus accentué que prévu. En 1990, les ventes d'électricité régulières au Québec ont été conformes au plan alors qu'en 1991, elles s'avèrent inférieures de 6,9 TWh à la prévision apparaissant au plan et s'établissent à 127,3 TWh (milliards de kilowattheures). Pour 1992, ces ventes devraient augmenter de 5,5 % pour atteindre 134,3 TWh. Cette hausse découle principalement d'une température plus près de la normale et de la mise en service des alumineries de Sept-Îles et de Deschambault.

Les ventes d'électricité prévues pour la période 1992-2000 s'annoncent inférieures aux prévisions du plan. La restructuration de l'industrie des pâtes et papiers, le recyclage du papier et l'expansion plus lente de l'industrie de la fonte et de l'affinage des métaux sont les principaux facteurs explicatifs du fléchissement de la demande.

.../

1.2 LES VENTES À L'EXPORTATION

Au cours des deux dernières années, Hydro-Québec prévoyait exporter 24,2 TWh au total mais elle n'a exporté que 19 TWh. L'écart est imputable surtout au retard de neuf mois pour la mise en service de la ligne à courant continu vers la Nouvelle-Angleterre qui a eu lieu en juillet 1991. En 1992, les exportations s'élèveront à 11 TWh et seront inférieures de 1,8 TWh aux prévisions en raison notamment d'une décision du Public Service Board du Vermont qui a amené Hydro-Québec à racheter des quantités d'électricité livrables aux Vermont Joint Owners.

L'objectif d'exportation de 3 500 MW sera révisé avec le prochain plan de développement. La planification actuelle d'Hydro-Québec n'est basée que sur les contrats déjà signés et en considérant que les livraisons de 1000 MW à NYPA seront retardées de trois ans.

1.3 L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

Le projet d'efficacité énergétique d'Hydro-Québec est composé de deux volets qui visent à ralentir la croissance de la demande d'énergie électrique au Québec. Le volet de la gestion de la consommation s'adresse plus spécifiquement à la demande de puissance de pointe tandis que le volet des économies d'énergie vise la consommation annuelle d'électricité.

Après révision globale du projet, on constate que les objectifs de long terme demeurent à peu près conformes à ceux prévus au dernier plan. Par contre, les coûts totaux pour Hydro-Québec ont été révisés à la hausse (2,6 milliards $ 1991 par rapport à 2,3 milliards $ 1991 auparavant), tandis que ceux de ses clients au chapitre des économies d'énergie ont été révisés à la baisse (994 M$ comparativement à 1 413 M$ auparavant).

À court terme, les objectifs de dépenses et d'économies d'énergie n'ont pas été atteints. En 1990, au chapitre des économies d'énergie, 61 gigawattheures (GWh) d'économies ont été générées par rapport à un objectif de 327 GWh. Seulement 64 % des 47,2 millions $ prévus au plan ont été dépensés. En 1991, 206 GWh d'économies sur un objectif de 1 666 GWh ont été atteintes. Pour cette même année, 44 % de l'objectif de 110 millions $ ont été dépensés. L'objectif d'économies pour 1992 est aujourd'hui fixé à 673 GWh alors qu'il s'établissait à 2 705 GWh dans le plan.

Le démarrage plus lent du projet s'explique par la priorité accordée par Hydro-Québec à la sensibilisation de la clientèle, la mise en place des équipes de travail et la mobilisation d'intervenants externes. Les objectifs à long terme d'Hydro-Québec apparaissent réalistes et s'inscrivent dans le cadre de la stratégie gouvernementale d'efficacité énergétique qui paraîtra sous peu.

1.4 LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

La baisse de la demande, la diminution des exportations et les économies d'énergie anticipées réduisent les besoins d'équipements de production d'électricité. Plusieurs projets de centrales voient leur mise en service reportée (voir annexe I). Au sujet du complexe Grande Baleine, le rapport général sur le suivi fait état d'une mise en service en 1999. Cependant, les dirigeants d'Hydro-Québec ont indiqué, lors de la commission parlementaire, qu'il serait plus approprié d'évoquer une mise en service du complexe Grande Baleine pour l'an 2000 en raison de la durée du processus d'examen environnemental et de la problématique autochtone.

.../

La production privée d'électricité prendra dorénavant plus d'importance, que ce soit par de petites centrales hydroélectriques ou par la cogénération, c'est-à-dire la production combinée d'électricité et de vapeur. L'objectif d'Hydro-Québec à l'horizon 1996 passe de 300 MW à 750 MW.

Au chapitre de l'hydraulicité, les critères de planification d'Hydro-Québec font état de conditions d'hydraulicité normales pour les prochaines années. Toutefois, la société d'État compte reconstituer sa réserve énergétique après les pertes de 4,4 TWh en 1990 et de 26 TWh en 1991 dues à la faible hydraulicité. Cette reconstitution sera faite selon les besoins au moyen d'achats auprès des réseaux voisins, de l'utilisation de la centrale thermique de Tracy en continu et de l'assouplissement des conditions contractuelles pour les clients bi-énergie.

1.5 LA QUALITÉ DU SERVICE

Hydro-Québec est sur la bonne voie pour atteindre son objectif d'une moyenne de 4,0 heures d'interruption par client par année à l'horizon 1995. En 1991, la société d'État a enregistré 5,3 heures, une très nette amélioration par rapport aux 9,6 heures de 1988. Les principales actions et les différents programmes mis de l'avant depuis le dernier plan de développement se concrétisent dans l'ensemble suivant leur échéancier respectif. Toutefois, le programme d'amélioration de la fiabilité du réseau de transport connaît un report d'une année en raison de contraintes d'ingénierie et d'approvisionnement.

1.6 LE DÉFI PERFORMANCE

À la suite de la Commission parlementaire de l'économie et du travail, tenue au printemps de 1990, Hydro-Québec s'est vu demander par le Conseil des ministres de déposer un plan quinquennal concernant le contrôle des charges d'exploitation et l'amélioration de la productivité.

Hydro-Québec a répondu par son programme de gestion de qualité totale intitulé "Défi performance". Le programme implique un changement de fond de la culture dans l'entreprise et commande une mobilisation des ressources humaines et une maîtrise nouvelle des processus de travail vers un but commun : la satisfaction de ses clientèles.

Le programme sera implanté de 1991 à 1995. L'année 1991 a été consacrée au démarrage du programme notamment à l'identification des dossiers d'intervention, à la mise en place des structures de gestion et de fonctionnement, à la formation des dirigeants et dans une moindre mesure, à la détermination des cibles et des outils statistiques. À moyen et long terme, Hydro-Québec escompte économiser un milliard de $ par l'élimination ou la prévention des coûts de non-qualité. Au stade actuel d'implantation du programme, la réalisation de telles économies reste à démontrer.

2. PROPOSITION TARIFAIRE D'HYDRO-QUÉBEC

2.1 LOI EXISTANTE

Conformément à l'article 22.0.1 de la Loi sur Hydro-Québec (L.R.Q., chap. H-5), les tarifs d'électricité doivent être approuvés par le gouvernement du Québec.

Par ailleurs, en vertu des termes du décret 250-87 du 18 février 1987, le règlement tarifaire est exclu de l'application de la Loi sur les règlements.

.../

2.2 RÉTROSPECTIVE DE LA SITUATION FINANCIÈRE D'HYDRO-QUÉBEC EN 1991

L'année 1991 a été marquée par la diminution des ventes causée par la récession, les températures clémentes du début de 1991 et la force du dollar canadien. Le redressement de la situation financière de l'entreprise, prévu pour 1991, ne s'est réalisé que partiellement : le bénéfice net de 1991 (760 M$) a été inférieur à ce qui avait été prévu au plan de développement 1990-1992 (879 M$), mais il est en croissance par rapport à 1990 (404 M$).

En 1991, le produit des ventes a atteint 5 906 M$, soit 429 M$ de moins que prévu au plan, à cause principalement de la diminution des ventes causée par la récession (- 337 M$) et des températures clémentes du début de 1991 (- 71 M$). Les charges totales d'exploitation ont atteint 3 183 M$, soit 0,8 % de plus que prévu au plan de développement 1990-1992, à cause notamment de la révision de la durée de la vie utile des éléments d'actif immobilisés et de l'augmentation du taux de la taxe sur le capital.

Les intérêts et la perte de change ont totalisé 2 341 M$, soit 336 M$ de moins que prévu, grâce essentiellement à un dollar canadien plus fort que prévu par rapport au dollar américain et à des taux d'intérêt moins élevés sur le marché américain.

De façon générale, l'année 1991 se solde par une situation financière moins bonne que prévue. Le plan de développement 1990-1992 prévoyait, pour 1991, un taux de couverture des intérêts de 1,17. Aux états financiers 1991, ce ratio atteint 1,10, par rapport à une couverture des intérêts de 1,04, en 1990.

2.3 RÉSUMÉ DE LA PROPOSITION TARIFAIRE D'HYDRO-QUÉBEC

Hausse tarifaire moyenne de 5,5 % en 1992

Hydro-Québec propose, pour 1992, une hausse moyenne de 5,5 % des tarifs d'électricité relatifs à ses principales catégories tarifaires, à savoir les clients du secteur domestique (tarif D), de petite puissance (tarif G), de moyenne puissance (tarif M) et de grande puissance (tarif L).

Ces hausses tarifaires moyennes sont établies sur la base des coûts de fourniture qui évoluent à un rythme supérieur à l'inflation : 6,8 % en 1992, 2,7 % en 1993 et 8,9 % en 1994. À court terme, les conditions difficiles reliées à la faible hydraulicité, les efforts de l'entreprise pour redresser la qualité du service, les frais de garantie sur la dette et le programme d'efficacité énergétique exerceront une pression à la hausse sur les coûts. À moyen et à long termes, outre la poursuite des programmes d'amélioration de la qualité du service et d'efficacité énergétique, ce sont principalement les dépenses encourues pour les mises en service de nouvelles installations, les achats d'électricité (achats de puissance sur les réseaux voisins, achats d'énergie auprès des producteurs indépendants et mise en service des turbines à gaz à Bécancour) et la révision de la durée de vie des éléments d'actif immobilisés qui contribueront à augmenter les coûts de fourniture. (voir annexe II).

Selon Hydro-Québec, une hausse tarifaire inférieure à 5,5 % occasionnerait une détérioration supplémentaire de la situation financière de l'entreprise. À l'inverse, une hausse plus élevée affecterait davantage la capacité de payer de sa clientèle. La proposition de relever les tarifs de 5,5 % vise donc à refléter l'équilibre entre les besoins financiers et la volonté de réduire le plus possible les impacts des hausses de tarifs sur la clientèle québécoise. L'annexe III présente le cadre financier visé par Hydro-Québec sur la période 1992-1994.

.../

Les revenus générés par cette hausse tarifaire seraient de 203 M$ pour les huit derniers mois de 1992 et de 339 M$ pour la période de 12 mois commençant le 1er mai 1992.

Hausse tarifaire différenciée

Afin de réduire l'interfinancement qui existe entre les principales catégories tarifaires et qui favorise les abonnés au tarif domestique, Hydro-Québec propose de différencier la hausse tarifaire moyenne comme suit :

TARIF	CLIENTS	HAUSSE (%)
Domestique (D)	2 657 873	5,9
Petite puissance (G)	256 770	5,1
Moyenne puissance (M)	10 035	5,1
Grande puissance (L)	210	5,5*

* Effet réel de 5,3 % compte tenu du programme de stabilisation tarifaire.

Hydro-Québec considère que cette différenciation des hausses est nécessaire pour corriger graduellement la situation d'interfinancement actuelle où le secteur domestique compte pour 42 % des ventes, mais ne fournit que 17 % des bénéfices.

Une hausse de 5,9 % des tarifs d'électricité représente en moyenne un fardeau additionnel de 68 $ par année pour le client dont la source principale de chauffage est l'électricité. Le coût additionnel est de 35 $ par année pour celui dont la principale source de chauffage n'est pas l'électricité.

Tarifs bi-énergie

Hydro-Québec propose d'augmenter le tarif DT, bi-énergie résidentielle, plus rapidement que le tarif régulier, soit de 6,2 % en 1992. En ce qui a trait aux clients des secteurs commercial, industriel et institutionnel, la réforme du tarif qui leur est offert fait en sorte que la hausse tarifaire variera sensiblement en fonction des caractéristiques de consommation mais, en moyenne, elle se situera à 5,1 % en 1992.

Réforme des tarifs généraux

La réforme du tarif grande puissance (L) s'achève en 1992. Celui-ci comprend maintenant un prix pour la puissance et un seul prix pour l'énergie.

La réforme du tarif moyenne puissance (M) s'échelonnera sur deux ans, après quoi il y aura deux prix pour l'énergie, au lieu de trois.

Stations d'épuration des eaux usées

Hydro-Québec a introduit, en février 1984, une tarification particulière pour les stations d'épuration des eaux usées qui devait prendre fin le 31 décembre 1991. À cette date, les abonnés bénéficiant de ces tarifs devaient être assujettis au tarif général approprié, ce qui aurait entraîné une augmentation de leur facture de 16 % ou de 33 % selon le cas. Afin d'éviter que les municipalités, qui sont responsables des stations d'épuration des eaux usées, puissent payer le tarif régulier, sans avoir à supporter des hausses tarifaires trop importantes, un rattrapage sur trois ans est maintenant proposé.

.../

Éclairage public

Hydro-Québec a entrepris de modifier le tarif du service complet d'éclairage public pour mieux refléter le coût réel d'installation et de fonctionnement des différents luminaires. L'ajustement de la grille tarifaire entraînera, avant l'impact des hausses tarifaires, une diminution de prix pour un luminaire à vapeur de sodium, une augmentation pour un luminaire à vapeur de mercure et pour un luminaire à incandescence. Cependant, pour éviter les chocs tarifaires trop importants, la restructuration du tarif s'étalera sur les quatre prochaines années.

Position concurrentielle de l'électricité

Malgré les hausses tarifaires proposées, les tarifs québécois d'électricité demeureraient parmi les plus bas en Amérique du nord. Dans le secteur résidentiel, seulement Winnipeg offre un tarif inférieur et Edmonton offre à peu près le même tarif qu'Hydro-Québec. Dans le secteur industriel, l'avantage comparatif du Québec demeure significatif bien que le Manitoba, la Colombie-Britannique, Edmonton, en Alberta, et, dans certains cas, le Nouveau-Brunswick, offrent des tarifs plus bas.

Aux États-Unis, les écarts en faveur du Québec sont encore plus grands, sauf à Seattle, dans l'État de Washington, et à Portland, Oregon, qui disposent de centrales hydroélectriques. (voir annexe IV)

Par rapport aux autres formes d'énergie, la hausse tarifaire demandée par Hydro-Québec affaiblirait la position concurrentielle de l'électricité, compte tenu de l'évolution attendue du prix des hydrocarbures.

La ministre de l'Énergie
et des Ressources,

MÉMOIRE AU CONSEIL DES MINISTRES GOUVERNEMENT DU QUÉBEC

DE : MADAME LISE BACON
Ministre de l'Énergie et
des Ressources

CHARLESBOURG, le

OBJET: SUIVI DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT 1990-1992 D'HYDRO-QUÉBEC ET PROPOSITION TARIFAIRE 1992

PARTIE CONFIDENTIELLE

ACCESSIBILITÉ AU PUBLIC

Les informations contenues dans la première partie du mémoire ainsi que dans les annexes sont accessibles au public. Cette partie du présent mémoire est confidentielle parce qu'elle est constituée d'avis et de recommandations.

3. ANALYSE DE LA PROPOSITION TARIFAIRE

[redacted]

.../

[redacted]

.../

[redacted]

4. RECOMMANDATIONS

La ministre de l'Énergie et des Ressources recommande:

[redacted]

La ministre de l'Énergie
et des Ressources,

ANNEXE I

Dates de mise en service du programme d'équipement
Scénario moyen

	Puissance disponible à la pointe[1] (en mégawatts)	Mise en service		Devancement (-) ou report (+) (en années)
		Mise à jour planification	Plan 1990-1992	
Projets engagés				
. La Grande-2A	1900	1991-1992	1991-1992	-
. 11e ligne à 450 kV c.c. (Radisson-Nicolet-des Cantons)				
. Poste de conversion Nicolet		1991	1990	+1
. Roues Manic 5		1991-1992	1992	-
LA GRANDE PHASE II	224 (230)	1991-1994	1991-1994	-
. La Grande-I	1310	1994-1995	1994-1995	-
. Laforge-I	820	1993-1994	1994	-
. Brisay	380	1993	1993	-
Autres projets				
LA GRANDE PHASE II				
. Laforge-2	290 (270)	1996	1995	+1
. 12e ligne à 735 kV c.a. (Chissibi-Chibougamau-Jacques-Cartier)		1993	1993-1994	-
NORD-OUEST				
. Eastmain-I	470	1997	1996	+1
. Intégration à 315 kV		1997	1996	+1
COMPLEXE GRANDE-BALEINE				
Grande-Baleine 1, 2 et 3	3160 (3060)	1999-2003[2]	1998-2000	+1
. Intégration à 315 kV		1999-2003[2]	1998-2000	+1
. 14e ligne à 735 kV c.a.		1999[2]	1998	+1
CÔTE-NORD				
. Suréquipement de Manic-3	600 } (1120)	1998	1996	+2
. Suréquipement de Manic-2 et 1	460 }	1999-2006	1997-2001	+2
. Suréquipement Outardes-4, 3, 2	1110 (ajout)	2002-2005	-	-
. Sainte-Marguerite	790 (800)	2006	2000	+6
. 13e ligne à 735 kV c.a.		-	1996-2000	-
COMPLEXE ASHUAPMUSHUAN	730	2006-2007	*	-4
HAUT-SAINT-MAURICE	600 (ajout)	2007-2008		
COMPLEXE NBR				
. NBR-1	2340 (2500)	*	2001-2003	+7
. NBR-2	2490 (2400)	*	2002-2007	+6
. NBR-3	1390 (1500)	*	2006-...	+2
. NBR-4	2220 (2000)	*	*	+2
. 15e ligne à 735 kV c.a. (La Vérendrye Ouest-Duvernay)		*	2001	+8
Autres équipements				
. Ajout de turbines à gaz à la Citière	500 (annulé)	-	1992-1993	-
. Turbines à gaz à Bécancour	390 } (550)	1992-1993	1992-1993	-
. Équipement thermique de pointe avant 2000	- }	-	1996	-
. Ligne à 735 kV c.a. Lévis-des Cantons		1996	1995	+1
. Centrales de moyenne envergure	200 (ajout)	1998-1999	-	-

* Mise en service après 2008.
[1] Les données entre parenthèses sont celles du Plan.
[2] Le début de la mise en service est maintenant prévu pour l'an 2000.

Source : Rapport général sur le suivi du plan de développement 1990-1992, horizon 1999, 25 février 1992.

ANNEXE II

PRINCIPAUX ÉLÉMENTS AFFECTANT L'ÉVOLUTION DES COÛTS DE FOURNITURE DE L'ENSEMBLE DE LA CLIENTÈLE D'HYDRO-QUÉBEC

(millions de dollars)

	1991	1992	1993	1994	TOTAL 1992-1994
IMPACT CONJONCTUREL					
- Faible hydraulicité	18	142	0	0	142
IMPACT STRUCTUREL					
- Frais de garantie de la dette	0	150	163	175	488
- Efficacité énergétique	50	103	169	229	501
- Qualité du service (1)	131	179	247	324	750
- Mise en service du complexe La Grande, phase II	38	108	287	635	1 030
- Achats d'électricité (2)	31	89	195	241	525
- Révision des durée de vie des actifs immobilisés	34	40	81	105	226
TOTAL - IMPACT STRUCTUREL	284	669	1 142	1 709	3 520
TOTAL	302	811	1 142	1 709	3 662

(1) PAM, PAQS2, PAQS - Clientèle, Amélioration de la fiabilité du réseau de transport.

(2) Achats réguliers auprès des réseaux voisins et des producteurs indépendants et centrale thermique de Bécancour.

Source :
Hydro-Québec, Proposition tarifaire 1992.

Direction de l'analyse financière et tarifaire
DGEA - Secteur de l'énergie
Le 13 mars 1992

ANNEXE III

Cadre financier du scénario moyen - Résultats
(En millions de dollars)

	1990		1991		1992		1993		1994	
	$	%	$	%	$	%	$	%	$	%
Produits										
. Électricité régulière - Québec	5 521	6,4	5 906	7,0	6 508	10,2	7 196	10,6	7 879	9,5
. Exportations d'électricité	300	-27	304	0,3	336	10,5	272	-19,0	344	26,5
. Autres revenus d'exploitation	62	10,7	74	19,4	72	-2,7	73	1,4	74	1,1
Total	5 883	5,9	6 284	6,8	6 916	10,0	7 541	9,0	8 297	10,0
Charges										
. Exploitation	1 704	6,8	1 870	9,7	2 008	7,4	2 108	5,0	2 255	7,0
. Autres charges	1 341	15,4	1 313	-2,1	1 694	29,0	1 824	7,7	2 041	11,9
Total	3 045	10,4	3 183	4,5	3 702	16,3	3 932	6,2	4 296	7,6
Bénéfice avant intérêts et perte de change	2 838	1,4	3 101	8,6	3 214	3,7	3 609	12,3	4 001	10,8
Intérêts et perte de change										
. Intérêts	2 339	8,0	2 294	-1,9	2 448	6,7	2 554	4,3	2 981	16,7
. Perte de change	95	35,7	47	-50,5	66	40,4	86	30,3	80	-7,0
Total	2 434	8,9	2 341	-3,8	2 514	7,4	2 640	5,0	3 061	16,0
Bénéfice net	404	-29,5	760	88,1	700	-7,9	969	38,4	940	-3,0
Dividendes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Charges, intérêts et perte de change	5 479	9,7	5 524	0,1	6 216	12,5	6 572	5,7	7 357	11,9
Intérêts bruts	2 813	10,0	3 019	7,3	3 269	8,3	3 404	4,1	3 754	10,3
Investissements										
. Investissements bruts	3 178	28,9	4 076	28,3	4 633	13,7	5 452	17,7	5 261	-3,5
. Moins : frais d'emprunt capitalisés	385	19,2	480	24,7	591	23,1	745	26,1	705	-5,4
Investissements nets	2 793	30,4	3 596	28,0	4 042	12,4	4 707	16,4	4 556	-3,2
Emprunts										
. Émission de dette à long terme	3 378	16,7	5 756	70,4	3 698	-35,8	2 939	-20,5	4 427	50,6
. Moins : rachats de dette à long terme	972	-20,5	1 740	79,0	1 542	-11,4	828	-46,3	1 320	59,4
Emprunts nets	2 406	44,0	4 016	66,9	2 156	-46,3	2 111	-2,1	3 107	47,2

Source: Rapport général sur le suivi du plan de développement 1990-1992, horizon 1999, 25 février 1992.

ANNEXE III (SUITE)

Principaux paramètres du cadre financier du scénario moyen

	1990	1991	1992	1993	1994
Taux de croissance du produit intérieur brut au Québec (en %)	-0,2	-1,5	2,4	3,5	3,3
Volume des ventes (en TWh)					
. Ventes d'électricité régulière au Québec	125,9	127,2	134,3	143,6	148,1
. Ventes d'électricité régulière à l'exportation	8,6	9,4	11,0	9,2	10,7
. Ventes d'électricité excédentaire à l'exportation	0,4	0,4	0	0	0
. Ventes totales	135,1	137,0	145,3	152,8	158,8
Taux de croissance du volume des ventes (en %)					
. Ventes d'électricité régulière au Québec	-1,2	1,0	5,6	6,9	3,1
. Ventes d'électricité régulière à l'exportation	-0,9	6,8	12,2	-16,4	16,3
. Ventes d'électricité excédentaire à l'exportation	49,1	0	0	0	0
. Ventes totales	1,7	1,4	6,1	5,2	3,9
Hausse tarifaire moyenne * (en %)	7,5	7,0	5,5	4,5	5,5
Hausse de l'indice des prix à la consommation au Canada (en %)	4,8	5,6	2,6	3,3	3,7
Prix du baril de pétrole brut international (en dollars des États-Unis)	24,5	21,2	19,8	22,0	23,3
Taux d'intérêt des obligations d'Hydro-Québec de 10 ans et plus (en %)					
. Marché canadien	11,6	10,6	9,5	10,1	9,2
. Marché américain	9,8	8,9	8,3	8,9	8,8
Taux de change du dollar canadien au 31 décembre					
. Dollar des États-Unis	0,862	0,865	0,840	0,826	0,813
. Deutsche Mark	1,29	1,31	1,43	1,47	1,59
. Franc suisse	1,10	1,17	1,27	1,31	1,36
. Yen	117,1	108,0	109,3	111,6	120,3

* Au 1er mai de chaque année

Principaux ratios financiers

	1990	1991	1992	1993	1994
Couverture des intérêts	1,04	1,10	1,06	1,09	1,09
Taux de capitalisation (en %)	24,8	23,7	23,5	23,9	23,8
Rendement sur l'avoir propre (en %)	4,8	8,4	7,2	9,2	8,1
Taux moyen du coût de la dette (en %)	11,6	10,7	10,4	10,0	10,2
Taux d'autofinancement (en %)	30,7	27,5	27,2	32,8	32,8
Marge bénéficiaire (en %)	6,9	12,1	10,1	12,8	11,3

Couverture des intérêts = (Bénéfice avant intérêts et perte de change + Revenu net de placements) / Charges d'intérêt brut *

Taux de capitalisation = Avoir de l'actionnaire / (Avoir de l'actionnaire + Dette totale **)

Rendement sur l'avoir propre = Bénéfice net / Avoir de l'actionnaire (moyenne de l'année)

Taux moyen du coût de la dette = (Charges d'intérêts brut * + Perte nette sur rachat de la dette à long terme) / Dette totale ** (moyenne de l'année)

Taux d'autofinancement = (Total des fonds provenant de l'exploitation - Dividendes déclarées) / (Investissements + Rachat de la dette à long terme)

Marge bénéficiaire = Bénéfice net / Total des produits

* Intérêt sur titres d'emprunt + amortissement de l'escompte et des frais d'émission de titres d'emprunt.
** Dette à long terme + billets à payer + tranche à moins d'un an de la dette à long terme + dette à perpétuité.

Source: Rapport général sur le suivi du plan de développement 1990-1992, horizon 1999, 25 février 1992.

ANNEXE IV

PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ PAR CATÉGORIES D'USAGE SELON LES TARIFS EN VIGUEUR LE 1er MAI 1992 AU CANADA ET LE 1er MAI 1991 AUX ÉTATS-UNIS

(¢ du kWh, excluant la taxe de vente)

	HAUSSE TARIFAIRE (1)	DOMESTIQUE		PETITE PUISSANCE		MOYENNE PUISSANCE		GRANDE PUISSANCE			
	(%)	1 000 kWh	(MTL=100)	40 kW 10 000 kWh	(MTL=100)	1 000 kW 400 000 kWh	(MTL=100)	5 000 kW 25kV, F.U.=85%	(MTL=100)	50 000 kW 120kV, F.U.=85%	(MTL=100)
Montréal	5,5	5,80	100	7,65	100	5,78	100	3,92	100	3,60	100
St-Jean (T-N)	5,0	7,93	137	8,93	117	5,98	103	5,06	129	4,94	--
Charlottetown		11,10	191	14,01	183	8,39	145	6,61	168	--	--
Halifax	2,1	8,67	149	10,25	134	6,75	117	5,51	140	5,46	152
Moncton		6,89	119	8,76	114	5,47	95	4,56	116	4,16	116
Toronto (2)	12,4	8,79	151	10,17	133	7,91	137	5,15	131	5,02	140
Winnipeg	3,5	5,40 (3)	93	5,39	70	4,25	74	3,22	82	2,99	83
Régina	4,0	7,49	129	8,05	105	6,95	120	4,58	117	--	--
Edmonton	8,0	6,45	111	8,45	110	6,16	106	3,25	83	--	--
Vancouver	1,6	5,74	99	5,75	75	4,33	75	3,83	97	3,16	88
New York ($CAN)		14,46	249	14,85	194	11,68	202	7,99	204	7,99	222
San Francisco		14,71	253	13,70	179	12,31	213	9,75	248	7,71	214
Boston		11,47	198	11,34	148	8,13	141	7,47	190	7,47	208
Détroit		11,69	201	12,03	157	8,94	155	7,10	181	6,99	194
Chicago		10,81	186	10,71	140	8,23	142	6,72	171	5,42	151
Houston		9,88	170	8,45	110	6,62	115	4,43	113	4,36	121
Nashville		6,56	113	7,21	94	6,13	106	5,32	136	4,81	134
Portland (OR)		5,97	103	6,24	82	4,58	79	4,24	108	4,27	119
Seattle		3,32	57	3,07	40	2,94	51	3,00	76	2,85	79

(1) Hausse tarifaire moyenne connue, au Canada, entre le 1 mai 1991 et le 1 mai 1992.

(2) Ontario-Hydro pour grande puissance. Le tarif peut varier d'un des quelque 300 réseaux municipaux à l'autre.

(3) A l'extérieur de Winnipeg, le tarif est plus élevé. Pour une consommation mensuelle de 1 000 kWh, l'écart est de 6 % ou de 20 % selon la zone.

1,00 $ÉU = 1,1513 $CAN au 1 mai 1991

Source: Hydro-Québec

Direction de l'analyse financière et tarifaire
DGEA - Secteur de l'énergie
Le 13 mars 1992

Gouvernement du Québec
Ministère de l'Énergie et des Ressources
Bureau de la sous-ministre

Règl' CM 92-06-10
Lie 92-161

Charlesbourg, le 4 juin 1992

Monsieur Michel Crevier
Secrétaire général et greffier
Conseil exécutif
885, Grande Allée Est
Édifice J, local 2.11
Québec (Québec)
G1A 1A2

Secrétariat général
REÇU RÉFÉRENCE
4 JUIN 1992 2 - 0152
CONSEIL EXÉCUTIF

Monsieur,

Vous trouverez ci-joint un mémoire concernant les sites hydrauliques disponibles à la production privée pour l'année 1992.

Auriez-vous l'obligenace d'inscrire ce dossier à la séance du Conseil des ministres du 10 juin prochain.

Veuillez agréer, Monsieur, l'expression de mes sentiments les meilleurs.

La secrétaire du Ministère,

Louise Labelle

p.j.

5700, 4e Avenue Ouest, bureau A-303, Charlesbourg (Québec) G1H 6R1 - Tél.: (418) 643-4676 - Télécopieur: (418) 643-1443

Gouvernement du Québec
Ministère du Conseil exécutif
Secrétariat à l'aménagement, au développement régional et à l'environnement

Réunion du Comité ministériel permanent de l'aménagement, du développement régional et de l'environnement

Recommandation no.: CA 92-039
Date: 1992.06.10

Objet: Liste des sites hydrauliques disponibles à la production privée pour l'année 1992
(Réf.: 2-0152)

Mémoire présenté par: Mme Lise Bacon

Le Comité recommande au Conseil des ministres d'accepter les recommandations contenues au mémoire de la ministre de l'Énergie et des Ressources.

La secrétaire du Comité

MÉMOIRE AU CONSEIL DES MINISTRES

GOUVERNEMENT DU QUÉBEC

DE: MADAME LISE BACON
Ministre de l'Énergie
et des Ressources

CHARLESBOURG, le 4 juin 1992

OBJET : Liste des sites hydrauliques disponibles à la production privée pour l'année 1992

PARTIE ACCESSIBLE AU PUBLIC

1. L'EXPOSÉ DE LA SITUATION

Le 12 septembre 1990, le gouvernement a approuvé la politique d'octroi et d'exploitation des forces hydrauliques du domaine public pour les centrales hydroélectriques de 25 MW ou moins. La politique d'octroi a été rendue publique le 20 septembre 1990 et une première liste de sites a été approuvée le 19 décembre 1990.

Conformément aux termes de la politique d'octroi, Hydro-Québec a informé le ministère de l'Énergie et des Ressources de sa décision de ne pas exploiter les forces hydrauliques qu'elle détient actuellement sur les sites de Saint-Alban, Marches naturelles, Farnham, et Chute Burroughs cités ci-dessous. Les autres sites mentionnés font partie intégrante du domaine public. Le ministère pourrait donc mettre en disponibilité, avec l'autorisation du gouvernement, les sites suivants:

Sites hydrauliques	Rivières	Municipalités
Chute Martine	Métabetchouan	Saint-André-du-Lac-Saint-Jean (village)
Marches naturelles	Montmorency	Saint-Jean-de-Boischatel (Village) Beauport
Jean-Guérin	Etchemin	Saint-Henri-de-Lévis
Saint-Alban	Ste-Anne-de-la-Pérade	Saint-Alban
Farnham	Yamaska	Farnham
Saint-Elzéar	Hall	Saint-Elzéar
12 km de Waltham	Noire	Cantons unis de Waltham et Bryson
Chute Burroughs	Nigger	Stanstead-Est

2. LES LOIS EXISTANTES

Loi sur le régime des eaux (L.R.Q., c. R-13, a.3)

Comme il appartient au gouvernement d'autoriser la location de toute force hydraulique du domaine public dont la puissance d'aménagement en un point donné d'un cours d'eau est égale ou inférieure à 25 MW, il est stipulé dans la politique d'octroi que la liste des sites retenus chaque année doit faire l'objet d'une approbation préalable du gouvernement.

Dans chaque cas, la location devra par la suite être autorisée par le gouvernement et être effectuée dans les conditions qu'il déterminera.

3. LES IMPLICATIONS FINANCIÈRES

Au total, les sites ci-haut énumérés représentent une puissance de quelque 25,8 MW, soit des investissements d'entreprises privées d'environ 50 M $ pour leur remise en exploitation.

Aucun soutien financier n'est accordé par le ministère de l'Énergie et des Ressources, qui percevra les loyers et redevances prévus.

4. LA CONSULTATION

Les sites dégagés ont fait l'objet de consultations auprès du ministère de l'Environnement, du ministère du Loisir, de la Chasse et de la Pêche et auprès des municipalités et des MRC touchées.

Aucun des sites présentés ici n'a soulevé d'objection. Toutefois, il est convenu que les conditions de réalisation seront examinées et spécifiées de façon plus approfondie lors de l'examen subséquent des impacts environnementaux pour chacun des sites.

5. L'INFORMATION

La liste des sites approuvés par le gouvernement sera rendue publique par la ministre de l'Énergie et des Ressources.

Une annonce sera publiée dans les journaux régionaux relativement aux sites disponibles dans chacune des régions administratives touchées.

Ministre de l'Énergie
et des Ressources,

Gérard Tremblay

MÉMOIRE AU CONSEIL DES MINISTRES

GOUVERNEMENT DU QUÉBEC

DE: MADAME LISE BACON
Ministre de l'Énergie
et des Ressources

CHARLESBOURG, le 4 juin 1992

OBJET : Liste des sites hydrauliques disponibles à la production privée pour l'année 1992

PARTIE CONFIDENTIELLE

---

6. L'ACCESSIBILITÉ DU PUBLIC

L'ensemble de la première partie du présent mémoire peut être accessible au public.

7. RECOMMANDATION

Compte tenu du consensus établi, je recommande au Conseil des ministres :

[redacted]

Ministre de l'Énergie
et des Ressources,

original signé

NOTE EXPLICATIVE

[redacted]

Régie CM 93.09.08
Décision 93-200

Gouvernement du Québec
Ministère du Conseil exécutif
Secrétariat à l'aménagement,
au développement régional
et à l'environnement

Réunion du Comité ministériel permanent de l'aménagement, du développement régional et de l'environnement

Recommandation no.: CA 93-073
Date: 1993.09.08

Objet: Plan de développement 1993 d'Hydro-Québec
(Réf.: 3-0181)

Mémoire présenté par: Mme Lise Bacon

[redacted]

La secrétaire du Comité

(Document 3-0181A)

NOTE AU COMITÉ MINISTÉRIEL PERMANENT DE L'AMÉNAGEMENT, DU DÉVELOPPEMENT RÉGIONAL ET DE L'ENVIRONNEMENT

DU: Secrétariat à l'aménagement, au développement régional et à l'environnement

OBJET: Plan de développement 1993 d'Hydro-Québec
Mme Lise Bacon

[redacted]

[redacted]

PROPOSITION

La ministre de l'Énergie et des Ressources recommande au Conseil des ministres:

[redacted]

[redacted]

[redacted]

[redacted]

[redacted]

[redacted]

Gouvernement du Québec
Ministère du Conseil exécutif
Secrétariat général

Réunion du Comité ministériel permanent au développement économique

Recommandation no.: DE 93-050
Date: 1993.09.07

OBJET: Plan de développement 1993 d'Hydro-Québec
(Réf.: 3-0181)

MÉMOIRE PRÉSENTÉ PAR:

Mme Lise Bacon
Ministre de l'Énergie et des Ressources

Le C.M.P.D.E. recommande au Conseil des ministres:

[redacted]

Le secrétaire du Comité

Ghislain Fortin

GOUVERNEMENT
DU QUÉBEC

MINISTÈRE
DES FINANCES

BUREAU
DU SOUS-MINISTRE

Québec, le 7 septembre 1993

Monsieur Michel Crevier
Secrétaire général associé
Ministère du Conseil exécutif
885, Grande-Allée Est
Édifice "J", bureau 2.02
Québec (Québec)
G1A 1A2

Monsieur le Secrétaire général associé,

La présente fait suite à votre demande d'avis relative au mémoire concernant le plan de développement 1993 d'Hydro-Québec (dossier n° 3-0181).

Après examen, le ministère des Finances n'a aucun commentaire à formuler relativement à ce dossier.

Veuillez agréer, Monsieur le Secrétaire général associé, l'expression de mes sentiments les meilleurs.

Le sous-ministre,

ALAIN RHÉAUME

12, rue St-Louis
Québec, Québec
G1R 5L3

À court terme, Hydro-Québec entend maintenir sa présence sur les marchés soit en négociant des ententes de gré à gré, soit en répondant à des appels d'offres, seule ou en association avec d'autres producteurs d'électricité. De telles ventes pourraient totaliser quelques centaines de mégawatts d'ici l'an 2000. Elle vise aussi à accroître ses revenus en utilisant la capacité disponible de ses interconnexions avec les réseaux voisins pour réaliser différentes sortes de transactions. Des transactions profitables sont possibles sans qu'il n'y ait augmentation des ventes nettes.

...nt du Québec
de l'Énergie et des Ressources
...u du sous-ministre

Charlesbourg, le 2 septembre 1993

Monsieur Michel Crevier
Secrétaire général et greffier
Conseil exécutif
885, Grande Allée Est
Édifice J, local 2.11
Québec (Québec)
G1A 1A2

Secrétariat général
REÇU RÉFÉRENCE
2 SEP 1993 3 - 0 1 8 1
CONSEIL EXÉCUTIF

Monsieur,

Vous trouverez ci-joint le mémoire concernant le plan de développement 1993 d'Hydro-Québec.

Veuillez agréer, Monsieur, l'expression de mes sentiments les meilleurs.

La secrétaire du Ministère,

Louise Labelle

Louise Labelle

p.j.

5700, 4e Avenue Ouest, Charlesbourg, QC (Canada) G1H 6R1 - Tél.: (418) 643-4676 - Télécopieur: (418) 643-1443

À court terme, Hydro-Québec entend maintenir sa présence sur les marchés soit en négociant des ententes de gré à gré, soit en répondant à des appels d'offres, seule ou en association avec d'autres producteurs d'électricité. De telles ventes pourraient totaliser quelques centaines de mégawatts d'ici l'an 2000. Elle vise aussi à accroître ses revenus en utilisant la capacité disponible de ses interconnexions avec les réseaux voisins pour réaliser différentes sortes de transactions. Des transactions profitables sont possibles sans qu'il n'y ait augmentation des ventes nettes.

AU CONSEIL DES MINISTRES

GOUVERNEMENT DU QUÉBEC

DE : MADAME LISE BACON
Ministre de l'Énergie et
des Ressources

CHARLESBOURG, le 1er septembre 1993

OBJET: PLAN DE DÉVELOPPEMENT 1993 D'HYDRO-QUÉBEC

SOMMAIRE

PARTIE ACCESSIBLE AU PUBLIC

1. RAPPEL DES FAITS

Hydro-Québec a effectué une consultation publique avant de préparer une proposition de plan de développement triennal. La proposition a été examinée par la Commission permanente de l'économie et du travail qui a reçu 88 mémoires à ce sujet et entendu 83 intervenants.

2. LES PRINCIPAUX ÉLÉMENTS DE LA PROPOSITION D'HYDRO-QUÉBEC

Le plan de développement comporte 32 orientations de long terme. Il est complété par un document intitulé Engagement de performance qui décrit un ensemble de 27 indicateurs de performance associés aux orientations du plan de développement. L'Engagement de performance constitue le plan d'action d'Hydro-Québec pour la période 1993-1995, principalement en ce qui concerne le service à la clientèle et la qualité de son service de base.

Le développement des marchés

La prévision de la demande à long terme comporte une provision de 19,2 TWh pour divers projets industriels, dont certains sont déjà prévus dans les contrats d'électricité, et pour l'électrification tendancielle, la croissance naturelle des entreprises et les innovations technologiques.

Hydro-Québec a opté pour une implantation ciblée et limitée d'industries fortes consommatrices d'électricité. Un bloc de 1,5 TWh (180 MW) sera alloué à des projets qui seront sélectionnés en tenant compte du raffermissement des grappes industrielles, de l'efficacité énergétique et de la transformation des produits. La tarification de l'électricité sera modifiée afin d'offrir des options répondant mieux aux besoins des entreprises.

Hydro-Québec favorisera l'implantation des électrotechnologies au moyen d'un support technique et financier aux petites et moyennes entreprises industrielles. La demande d'électricité associée est de 1,3 TWh (220 MW) de 1992 à 2010. Cette quantité s'ajoute à la provision de 2,4 TWh prévue pour répondre à une électrification tendancielle.

Le contexte énergétique actuel, tant au Québec que dans les réseaux voisins, semble peu propice à la signature de nouveaux contrats d'exportation de puissance et d'énergie garanties de moyenne et de longue durée. De nouveaux contrats représentant 1 500 MW et 8,5 TWh/an pourraient débuter vers 2004 en remplacement de contrats existants.

À court terme, Hydro-Québec entend maintenir sa présence sur les marchés soit en négociant des ententes de gré à gré, soit en répondant à des appels d'offres, seule ou en association avec d'autres producteurs d'électricité. De telles ventes pourraient totaliser quelques centaines de mégawatts d'ici l'an 2000. Elle vise aussi à accroître ses revenus en utilisant la capacité disponible de ses interconnexions avec les réseaux voisins pour réaliser différentes sortes de transactions. Des transactions profitables sont possibles sans qu'il n'y ait augmentation des ventes nettes.

L'efficacité énergétique

Hydro-Québec a retenu un objectif de 9,3 TWh à l'horizon 2000. Elle versera des subventions équivalentes globalement à la différence entre le coût évité et les tarifs d'électricité. Elle prévoit ainsi verser des subventions totalisant 2,0 milliards de dollars constants de 1992 qui s'ajouteraient au milliard de dollars investis par ses abonnés. L'impact tarifaire serait de 0,8 % de 1992 à 1996 et nul ensuite.

Si la même approche avait été adoptée par programme plutôt que globalement, l'objectif aurait été rabaissé à 4,3 TWh en 2000, ce qui aurait été insuffisant à la lumière de la consultation publique. Par ailleurs, si l'objectif avait été fixé en fonction des coûts évités de la filière thermique (30 % plus élevés), il aurait été de 10,2 TWh plutôt que de 9,3 TWh et cela aurait nécessité des hausses tarifaires plus importantes ainsi que peut-être une réglementation plus contraignante.

La stratégie d'efficacité énergétique d'Hydro-Québec dans le secteur de l'électricité et celle du gouvernement dans les autres secteurs se complètent. Un protocole de partenariat sur des actions conjointes a été signé.

Les projets de production et de transport

Malgré l'amélioration du réseau, l'efficacité énergétique et des achats de 760 MW auprès de producteurs privés, de nouveaux équipements totalisant 2 100 MW seront nécessaires en l'an 2000. Hydro-Québec privilégie la filière hydroélectrique et en particulier les grandes rivières.

Comme appoint à l'aménagement des grandes rivières, ou encore pour les précéder si les délais de réalisation s'avéraient plus longs que prévu, Hydro-Québec construira des centrales hydroélectriques de moyenne envergure à la fin du siècle.

Au niveau des équipements de transport, le plan de développement 1990-1992 annonçait six nouvelles lignes de transport à 735 kV dans l'axe nord-ouest et deux dans l'axe nord-est pour intégrer le potentiel économiquement aménageable. Le nombre de lignes de transport à 735 kV sera réduit de huit à cinq si la fiabilité des équipements de compensation série installés sur le réseau était reconnue au cours des prochaines années.

Le programme d'immobilisations que propose Hydro-Québec est de 52,5 milliards de dollars courants entre 1993 et 2002, dont 12,9 milliards de dollars répartis à peu près également de 1993 à 1995. C'est un programme réalisable par autofinancement et emprunt, tout en alignant les hausses tarifaires sur l'inflation pendant la période 1993-2000.

3. L'ENGAGEMENT DE PERFORMANCE

Les contraintes financières et organisationnelles ont amené Hydro-Québec à concentrer ses efforts sur des zones de performance d'importance relative élevée pour la clientèle. La performance des meilleures entreprises servira de référence.

Le choix des domaines d'intervention privilégiés a été fait en fonction des besoins, des moyens et des capacités d'Hydro-Québec qui prévoit prendre des mesures pour modifier ses façons de faire dans sa démarche axée sur la qualité.

Conformément à la décision du Conseil des ministres, Hydro-Québec a déposé un plan d'action visant à limiter son budget d'exploitation à 1 950 millions de dollars en 1993, 1994 et 1995 sans que cela ne remette en cause l'entretien du réseau et la qualité du service. Cette décision a eu pour effet de modifier les cibles d'Hydro-Québec quant à ses indicateurs sur la gestion des prix et la productivité.

.J CONSEIL DES MINISTRES

GOUVERNEMENT DU QUÉBEC

DE : MADAME LISE BACON
Ministre de l'Énergie et
des Ressources

CHARLESBOURG, le 1er septembre 1993

OBJET: PLAN DE DÉVELOPPEMENT 1993 D'HYDRO-QUÉBEC

SOMMAIRE

PARTIE CONFIDENTIELLE

4. RECOMMANDATIONS

Il est recommandé au Conseil des ministres :

[redacted]

.../

[redacted]

Ministre de l'Énergie et des Ressources,

AU CONSEIL DES MINISTRES GOUVERNEMENT DU QUÉBEC

DE : MADAME LISE BACON
Ministre de l'Énergie et
des Ressources

CHARLESBOURG, le 1er septembre 1993

OBJET: PLAN DE DÉVELOPPEMENT 1993 D'HYDRO-QUÉBEC

PARTIE ACCESSIBLE AU PUBLIC

1. LOI EXISTANTE

Conformément à l'article 21.3 de la Loi sur Hydro-Québec, le plan de développement d'Hydro-Québec doit être soumis à l'approbation du Gouvernement.

2. RAPPEL DES FAITS

Le processus de consultation et d'examen du plan de développement d'Hydro-Québec a été révisé conformément à la décision du Conseil des ministres du 10 juillet 1991. Ce processus, qui s'étend sur une période de trois ans, prévoit deux consultations publiques, l'une par Hydro-Québec avant la préparation de son plan de développement triennal et l'autre par la Commission permanente de l'économie et du travail lorsqu'elle examine le plan d'Hydro-Québec.

De novembre 1991 à mai 1992, Hydro-Québec a rencontré 76 groupes d'intérêt à qui elle a demandé des opinions sur quatre sujets particuliers : l'efficacité énergétique, les industries à forte consommation d'électricité, les moyens de production, les exportations. Les intervenants ont aussi exprimé des propositions concernant le processus de consultation publique, la politique énergétique et les scénarios de planification.

En février et mars 1993, la Commission permanente de l'économie et du travail a examiné les mémoires sur la proposition de plan de développement 1993 d'Hydro-Québec préparés par 88 organismes ou individus et entendu 83 d'entre eux. La Commission a aussi étudié l'engagement de performance et la proposition tarifaire d'Hydro-Québec.

Les mémoires des intervenants et les questions des parlementaires ont porté surtout sur les moyens de production, l'efficacité énergétique, les industries à forte consommation d'électricité, les exportations, le prix de l'électricité, l'environnement, le développement économique et régional, la technologie, la R & D et la consultation publique (voir annexe 1). D'autres sujets, principalement à caractère régional, ont fait l'objet d'interventions de groupes engagés, par exemple ceux concernés par l'aménagement des rivières Ashuapmushuan (développement versus rivière patrimoniale) et Saint-Maurice (optimisation du développement régional). Le Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) s'est signalé par son appui à la filière hydroélectrique et sa dénonciation des campagnes anti-hydroélectriques qui ont été menées aux États-Unis et au Canada, en particulier par le Natural Resources Defence Council.

Des consensus ont pu être dégagés de cette commission parlementaire élargie. La filière hydroélectrique est retenue par une majorité comme étant la principale filière de production, à cause du caractère renouvelable de l'énergie et de considérations d'optimisation économique, environnementale et sociale. La cogénération a également été reconnue comme filière d'appoint et l'éolien comme filière complémentaire de production dans les réseaux non reliés.

.../

Il s'avère nécessaire de soutirer le maximum du potentiel d'efficacité énergétique, d'améliorer le réseau existant et de mieux contrôler la consommation d'énergie.

Les participants ont insisté sur la maximisation des retombées économiques, l'établissement d'une concertation efficace avec le milieu, notamment les communautés locales et les communautés autochtones, le maillage d'Hydro-Québec avec des partenaires et une politique de faire faire par des entreprises engagées dans les secteurs connexes.

Il importe enfin que la croissance des tarifs d'électricité ne dépasse pas l'inflation, que les hausses tarifaires tiennent compte de la capacité de payer des consommateurs et que le prix de l'électricité demeure un avantage comparatif pour le Québec.

Le 25 mars, à la clôture de cette commission parlementaire, il a été notamment annoncé qu'il est maintenant temps d'amorcer une réflexion au terme de laquelle la politique énergétique sera actualisée. Ce sera un exercice dans le cadre duquel aura lieu une consultation structurée, portant sur des questions précises et qui doit mener à des choix collectifs clairs, fondés sur la réalité des faits. Ce dossier sera présenté ultérieurement au Conseil des ministres.

3. LES PRINCIPAUX ÉLÉMENTS DE LA PROPOSITION D'HYDRO-QUÉBEC

La proposition de plan de développement comporte 32 orientations de long terme dont la plupart découlent de la mission d'Hydro-Québec. Certaines orientations avec incidences de développement sont d'un intérêt particulier puisqu'elles s'insèrent dans la politique économique gouvernementale.

La proposition de plan de développement d'Hydro-Québec est complétée par un document intitulé Engagement de performance qui décrit un ensemble de 27 indicateurs de performance associés aux orientations du plan de développement. L'engagement de performance constitue le plan d'action triennal d'Hydro-Québec par lequel l'entreprise s'engage envers son actionnaire, sa clientèle et la collectivité à atteindre progressivement un ensemble de cibles d'amélioration de 1993 à 1995.

Les tableaux 1 et 2 de l'annexe 2 présentent les orientations et les indicateurs de performance d'Hydro-Québec de même que les liens entre le Plan de développement et l'Engagement de performance.

La croissance de l'économie et de la demande d'électricité

Hydro-Québec prévoit que le PIB augmentera de 3,2 % en 1993 et de 3,5 % annuellement en 1994 et 1995. Lorsque la Proposition de plan de développement a été déposée, ces prévisions économiques concordaient avec celles d'autres prévisionnistes. De telles prévisions de la demande sont remises à jour fréquemment. Les dernières révisions ne remettent pas en cause les choix fondamentaux du plan de développement proposé, elles auront tout au plus comme impact un certain déplacement dans le temps de la nécessité de mettre en service de nouveaux équipements.

Les ventes d'électricité régulière au Québec ont été de 133 TWh en 1992. L'augmentation de 15,4 TWh entre 1992 et 1995 proviendra dans une proportion de 76 % du secteur industriel (11,7 TWh). Hydro-Québec vendra annuellement 2,6 TWh de plus aux alumineries Alouette et Lauralco qui auront besoin de 5,9 TWh à pleine capacité, et 2,1 TWh de plus à l'industrie des pâtes et papiers.

À long terme, Hydro-Québec prévoit que, sans intervention de sa part, l'augmentation de ses ventes d'électricité régulière serait de 65 TWh entre 1993 et 2010, soit une croissance de 2 % annuellement (tableaux 3 et 5). Le programme d'efficacité énergétique y retranchera 18 TWh et le développe-

.../

ment du marché industriel y ajoutera 3 TWh, ce qui portera à 1,8 % le taux de croissance net de la demande.

Ce scénario est basé sur l'adaptation de l'économie québécoise aux changements structurels et sur une croissance économique et démographique moyenne. Globalement, les prévisions d'Hydro-Québec sont semblables à celles du MER sauf que l'entreprise prévoit une plus forte croissance du secteur commercial (3,0 TWh) et une plus faible croissance du secteur industriel (4,9 TWh).

Hydro-Québec considère aussi un scénario faible (perte de compétitivité, stagnation de la population) et un scénario fort (croissance économique mondiale élevée, hausse de la population et des exportations). Selon les scénarios faible et fort, la demande augmenterait de 25 ou de 68 TWh entre 1992 et 2010 comparativement à 50 TWh dans le scénario moyen (tableau 5).

Les options de développement des marchés

Hydro-Québec a analysé diverses options en matière de développement des marchés (tableau 6) et de filières de production d'électricité. Elle propose sept critères qui permettent d'en évaluer l'impact sur sa rentabilité (rentabilité globale, indice de rentabilité), ses investissements, sa marge bénéficiaire, ses coûts de fourniture (donc les tarifs) et sur l'emploi et les retombées fiscales au Québec.

Le développement des industries à forte consommation d'électricité n'est présentement pas rentable pour l'entreprise parce que, à l'instar de la plupart des autres catégories de consommateurs, les ventes sont facturées au coût moyen de fourniture qui est inférieur au coût marginal. Des ventes additionnelles de 180 MW réduiraient de quelque 145 millions de dollars actualisés (1992) la rentabilité globale d'Hydro-Québec et proportionnellement plus si la puissance allouée était plus élevée.

Les électrotechnologies sont rentables, mais avec un faible profit (7 %) parce que le tarif M qui s'y applique généralement est plus élevé que le coût marginal.

L'exportation de 1 500 MW d'électricité serait très rentable, les revenus dépassent les coûts par une marge de 905 millions de dollars actualisés (1992). Pour des fins d'analyse, Hydro-Québec a fait ses évaluations en ne redistribuant pas la rente des exportations à ses abonnés par une limitation des hausses tarifaires, ce qui permet d'illustrer l'importance de cette rente et de clarifier les choix possibles sur les options de développement de marchés ou de versement de dividendes.

Le processus d'évaluation des options de développement demeure perfectible. Dans son prochain plan, Hydro-Québec pourrait évaluer les impacts régionaux, mieux identifier les externalités et tenir compte davantage d'éléments à caractère social.

Les options en matière d'offre

Hydro-Québec a analysé cinq combinaisons possibles de divers moyens de production (tableaux 7 et 8) permettant de satisfaire les besoins de puissance et d'énergie correspondant aux besoins d'électricité prévus dans son scénario de référence.

La combinaison de référence consiste à maintenir l'option hydroélectrique, à poursuivre l'actuel projet d'efficacité énergétique qui vise l'économie de 9,3 TWh (2000 MW à la pointe) en l'an 2000, ainsi qu'à recourir à 760 MW de production privée. Le coût global de cette combinaison est de 37,1 milliards de dollars actualisés. Cette combinaison génère plus de retombées fiscales que les autres parce que l'hydroélectricité est la filière la mieux intégrée à l'économie québécoise et que la taxe sur le capital rapporte davantage à cause de l'importance du capital investi.

.../

Si une production additionnelle par cogénération de 440 MW ou de 740 MW était ajoutée, le Québec ferait davantage appel à une technologie importée, devrait importer du combustible et accroîtrait ses émissions de NO_x et de CO_2. Les retombées économiques et fiscales sont moins importantes avec la filière thermique. Selon Hydro-Québec, la filière thermique par cogénération coûte à long terme 30 % plus cher que l'hydraulique.

Si par ailleurs l'objectif d'économies d'énergie était augmenté de 9,3 à 10,2 TWh, tout en maintenant au deux tiers la part des coûts totaux assumée par Hydro-Québec, il y aurait une augmentation des coûts de fourniture à court et long terme, un peu plus d'emplois mais un peu moins de retombées fiscales. Le coût marginal des économies d'énergie se rapproche du coût de la filière thermique.

Hydro-Québec a aussi comparé l'ajout de 1000 MW d'éoliennes et de 0,9 TWh d'économies d'énergie à la combinaison de référence. Le coût global de la combinaison est plus élevé de 300 millions $ en économies d'énergie et de 1,3 milliard $ pour le remplacement de l'hydraulique par l'éolien; l'indice comparatif du coût de l'éolien est donc très élevé bien que mal connu dans le contexte québécois.

Comme les coûts de fourniture sont aussi un indicateur de l'évolution des tarifs et que la combinaison de référence présuppose une croissance des tarifs à l'inflation, il faut en conclure que les autres combinaisons impliquent des hausses tarifaires supplémentaires. Chaque écart de 80 millions de dollars actualisés doit être compensé par une hausse de 1 % du niveau des tarifs en 1996 ou avant.

Les investissements requis par Hydro-Québec au cours de la période 1996-2010 pour chacune des combinaisons sont réalisables par autofinancement et emprunt.

L'efficacité énergétique

La démarche d'Hydro-Québec a été d'abord d'estimer à 45 TWh le potentiel technique que représenterait l'application de quatre cents mesures. Ce potentiel est ensuite réduit à 27,6 TWh en retenant seulement les mesures dont le coût est inférieur à celui des nouveaux équipements de production d'électricité. Les objectifs et les stratégies sont fixés suite à une analyse des habitudes des consommateurs, de la rentabilité des mesures pour les clients et des obstacles de financement.

Hydro-Québec a finalement retenu un objectif de 9,3 TWh à l'horizon 2000. Elle versera des subventions équivalentes globalement à la différence entre le coût évité et les tarifs d'électricité. Elle prévoit ainsi verser des subventions totalisant 2,0 milliards de dollars constants de 1992 qui s'ajouteraient au milliard de dollars investis par ses abonnés. L'impact tarifaire serait de 0,8 % de 1992 à 1996 et nul ensuite.

Si la même approche avait été adoptée par programme plutôt que globalement, l'objectif aurait été rabaissé à 4,3 TWh en 2000, ce qui aurait été insuffisant à la lumière de la consultation publique. Par ailleurs, si l'objectif avait été fixé en fonction des coûts évités de la filière thermique (30 % plus élevés), il aurait été de 10,2 TWh plutôt que de 9,3 TWh et cela aurait nécessité des hausses tarifaires plus importantes ainsi que peut-être une réglementation plus contraignante.

Entre 2000 et 2010, la poursuite des efforts d'Hydro-Québec, à raison de 66 % du coût des mesures d'efficacité énergétique de 3 milliards de dollars de 1992, permettrait de réduire la demande de 8,7 TWh (2 000 MW).

Les niveaux accrus d'économies d'énergie de 9,3 TWh entre 1992 et 2000 et de 8,7 TWh entre 2000 et 2010 devraient réduire respectivement de 23,2 % et de 34,8 % l'accroissement des ventes d'électricité régulière qui auraient autrement lieu.

.../

La non réalisation des objectifs est susceptible de déséquilibrer l'offre et la demande. Les objectifs prévus pour 1995 ont été révisés à la baisse de 2,7 TWh. Il faudra donc accélérer le projet pour atteindre l'objectif de l'an 2000. Hydro-Québec prépare un plan d'intervention lourd et une attention particulière devra être accordée au suivi de ce dossier. Un rapport particulier, dont le dépôt aurait lieu en février 1994, sera d'ailleurs demandé à Hydro-Québec sur ce sujet.

Hydro-Québec poursuit donc essentiellement le projet lancé il y a trois ans. L'approche économique, les objectifs et stratégies sont adéquats et le projet s'inscrit dans une perspective dynamique où des changements pourront être apportés.

La stratégie d'efficacité énergétique d'Hydro-Québec dans le secteur de l'électricité et celle du gouvernement dans les autres secteurs se complètent. Un protocole de partenariat sur des actions conjointes a été signé.

Le développement industriel

La prévision de la demande comporte une provision de 8 TWh (1020 MW dont 560 MW sont déjà engagés) pour divers projets industriels, dont Norsk Hydro et Alouette, et une provision de 11,2 TWh pour l'électrification tendancielle, la croissance naturelle des entreprises et les innovations technologiques.

Hydro-Québec propose de favoriser une implantation ciblée et limitée d'industries fortes consommatrices d'électricité. Elle réserve un bloc de 1,5 TWh (180 MW) pour favoriser le développement de projets intensifs en électricité sélectionnés en tenant compte du raffermissement des grappes industrielles, de l'efficacité énergétique et de la transformation des produits. La tarification de l'électricité sera modifiée afin d'offrir aux entreprises des options répondant mieux à leurs besoins.

Hydro-Québec favorisera l'implantation des électrotechnologies au moyen d'un support technique et financier aux petites et moyennes entreprises industrielles (PMI). La demande d'électricité associée à ce programme est de 1,3 TWh (220 MW) de 1992 à 2010. Cette quantité s'ajoute à la provision de 2,4 TWh prévue pour répondre à une électrification tendancielle.

Les électrotechnologies comptent parmi les meilleures utilisations de l'électricité et ont l'avantage de favoriser la modernisation et la compétitivité des PMI. Depuis 1985, Hydro-Québec a contribué à la consolidation et à la croissance de l'emploi à raison de 2 700 personnes-année. Les phases I et II du programme visaient le remplacement de technologies basées sur les hydrocarbures. Les ententes entre Hydro-Québec et les entreprises ont porté sur 411 MW et entraîné des investissements totaux de 277 millions de dollars.

La phase III, en cours depuis février 1993 pour une durée de trois ans, est centrée sur des applications où les technologies électriques sont des facteurs déterminants de compétitivité. Hydro-Québec prévoit débourser 18 millions $ pour ce programme, ce qui générerait des investissements de 275 millions $ et soutiendrait 2 600 emplois. C'est donc un programme économique très important sur lequel Hydro-Québec devra réévaluer périodiquement ses résultats, son programme de recherche, le potentiel de développement et les ressources qui y sont consacrées. Compte tenu de leur impact sur la compétitivité des entreprises, il importe de s'assurer que les efforts d'Hydro-Québec seront adéquats.

Les exportations

À court terme, Hydro-Québec entend maintenir sa présence sur les marchés soit en négociant des ententes de gré à gré, soit en répondant à des appels d'offres, seule ou en association avec d'autres producteurs d'électricité. Ces ventes totaliseraient quelques centaines de mégawatts d'ici l'an 2000.

.../

Hydro-Québec vise à accroître ses revenus en utilisant la capacité disponible de ses interconnexions avec les réseaux voisins pour réaliser différentes sortes de transactions : achat et revente, puissance de réserve, service de transit et transactions d'économies ou de stockage d'énergie. Elle devra offrir le type de contrats en demande et se donner plus de flexibilité par des modifications à ses conventions d'interconnexion avec les réseaux voisins. Des transactions profitables sont possibles sans qu'il n'y ait augmentation des ventes nettes.

L'objectif de long terme est de combler 15 à 20 % des nouveaux besoins des réseaux voisins américains. Les nouveaux contrats pourraient représenter 1 500 MW et 8,5 TWh/an de puissance et d'énergie garanties vers 2004. La capacité d'exportation d'Hydro-Québec serait plus élevée puisque l'objectif de 1 500 MW correspond grosso modo aux contrats qui viendront à échéance d'ici 1999.

Le but premier de l'exportation d'électricité est de réaliser des profits, qu'il s'agisse de ventes de courte durée et d'importance relativement faible, selon les disponibilités, ou de contrats de puissance et d'énergie garanties de longue durée.

Le contexte énergétique actuel, tant au Québec que dans les réseaux voisins semble peu propice à la signature de nouveaux contrats de puissance et d'énergie garanties de moyenne et de longue durée. Il y aura des besoins importants à satisfaire dans les réseaux voisins au tournant du siècle, mais d'ici-là, les projets de producteurs indépendants peuvent répondre à la demande avec des délais de réalisation inférieurs à cinq ans et avec de meilleurs prix que ceux pouvant être offerts par le Québec.

La qualité du service

Depuis 1990, Hydro-Québec a dépensé près d'un milliard de dollars pour améliorer le réseau de distribution et de transport. La performance du réseau est d'autant meilleure que le nombre moyen d'heures d'interruption par client par année est faible. L'objectif du plan de développement 1990-1992 qui visait à ne pas dépasser 4 heures d'interruption en 1995 est maintenu.

Hydro-Québec entend poursuivre ses efforts au niveau de l'amélioration de la continuité du service et elle atteindra probablement son objectif, ce qui la situera dans la moyenne des membres de l'Association canadienne de l'électricité. Elle veut aussi améliorer la qualité de l'onde et donner un meilleur service à la clientèle sous divers aspects : accès téléphonique, raccordements, relevés de compteurs, conseils, etc.

Les projets de production et de transport

Les besoins d'énergie et de puissance (tableaux 3 et 4) seront d'abord comblés par les moyens existants et les projets engagés : centrales hydroélectriques, importations à long terme et achats prévus auprès des producteurs privés, amélioration du réseau existant et efficacité énergétique.

Avec les prochaines mises en service de la phase 2 du complexe La Grande de décembre 1993 à septembre 1995, Hydro-Québec se retrouvera d'ici 1996 en situation de surplus de puissance et d'énergie. Elle compte vendre de l'énergie excédentaire si les apports hydrauliques sont moyens en 1993. L'hydraulicité, qui a excédé la moyenne par une marge de 8,5 TWh en 1992, demeure toujours un élément de risque.

Malgré l'amélioration du réseau, l'efficacité énergétique et les achats de producteurs privés, de nouveaux équipements totalisant 2 100 MW seront nécessaires en l'an 2000. Hydro-Québec privilégie la filière hydroélectrique et en particulier les grandes rivières (tableau 9) parce que leur prix de revient (tableau 10) est le plus bas, que cette filière s'inscrit bien dans le cadre d'un développement durable, que les entre-

.../

prises québécoises ont développé une grande expertise dans l'aménagement des rivières et l'équipement des centrales, et qu'il est possible de réduire au minimum les impacts environnementaux.

Comme appoint à l'aménagement des grandes rivières, ou encore pour les précéder si les délais de réalisation s'avéraient plus longs que prévu, Hydro-Québec construira des centrales hydroélectriques de moyenne envergure à la fin du siècle. Elles sont plus faciles à planifier que les grands complexes, car leur délai de construction est de 4 à 5 ans, mais elles sont plus chères et peu flexibles à exploiter à cause de leurs petits réservoirs, ce qui peut nécessiter un recours à de la production thermique. Hydro-Québec demandera les autorisations nécessaires pour un certain nombre de projets.

Hydro-Québec effectuera des achats auprès de producteurs privés d'électricité qui aménagent des petites centrales, brûlent de la biomasse ou des déchets urbains, ou encore font de la production combinée (cogénération) de vapeur et d'électricité. En raison du bas prix et de la disponibilité du gaz naturel, la cogénération est particulièrement intéressante pour les entreprises de pâtes et papiers qui peuvent abaisser leurs coûts énergétiques et améliorer leur compétitivité. Hydro-Québec a retenu des critères de sélection des projets qui permettent d'éviter que la cogénération ne s'apparente à de la production thermique pure d'électricité. Les achats d'électricité prévus auprès de producteurs privés totalisent 760 MW.

Au niveau des équipements de transport, le plan de développement 1990-1992 annonçait six nouvelles lignes de transport à 735 kV dans l'axe nord-ouest et deux dans l'axe nord-est pour intégrer le potentiel économiquement aménageable. Pour améliorer de façon appréciable le comportement et la fiabilité du réseau de transport, un vaste programme de compensation série, lancé en 1989 au coût de 1,3 milliard de dollars, devrait prendre fin en 1996.

Hydro-Québec compte réduire les risques de pannes sur le réseau de transport par une meilleure gestion de la qualité et de la maintenance des équipements et par la présence d'équipements de réserve aux points névralgiques. Le nombre de lignes de transport à 735 kV sera réduit de huit à cinq si la fiabilité des équipements de compensation série installés sur le réseau était reconnue au cours des prochaines années.

Le programme d'immobilisations que propose Hydro-Québec est de 52,5 milliards de dollars courants entre 1993 et 2002, dont 12,9 milliards de dollars répartis à peu près également entre chacune des années 1993 à 1995. Le programme, qui touche un grand nombre de projets (tableau 11), pourrait être modifié au besoin. À titre de comparaison, le précédent plan de développement approuvé en 1990 prévoyait 61,8 milliards de dollars d'investissements sur 10 ans.

Les retombées économiques

Les investissements d'Hydro-Québec se traduisent par d'importantes retombées économiques. Les investissements ont soutenu 13 800 emplois directs et 20 300 emplois indirects en 1992, dont une partie appréciable en région si l'on considère que 47 % des retombées salariales du complexe La Grande Phase II ont eu lieu à l'extérieur des régions de Québec et de Montréal pendant la période 1987-1991.

Aux collectivités touchées par des projets de centrales et de lignes, Hydro-Québec mettait jusqu'à maintenant à leur disposition des crédits destinés à des initiatives de mise en valeur de l'environnement représentant entre 1 et 2 % du coût des projets. Dorénavant, dans le cas des centrales, Hydro-Québec propose d'élargir le champ d'application de cette mesure à des initiatives favorisant aussi le développement économique régional. Une consultation des intervenants sera faite à ce sujet.

.../

Les activités d'exploitation de l'entreprise soutiennent 19 400 emplois directs et 8 300 emplois indirects. En 1991, 55 % des effectifs permanents et temporaires d'Hydro-Québec étaient à l'extérieur de la région de Montréal.

Les achats de biens et services d'Hydro-Québec ont totalisé 2,4 milliards de dollars en 1992. Leur contenu était d'origine québécoise à 74 % et ils ont été faits en majeure partie (65 % en 1991) auprès de fournisseurs de l'extérieur de la région montréalaise.

Par ses achats, Hydro-Québec a contribué à la constitution de la grappe industrielle de la fabrication d'équipements de production, de transport et de distribution d'énergie électrique à laquelle se greffent les secteurs qui lui fournissent les produits et services nécessaires. Elle entend favoriser la fabrication au Québec de matériel stratégique, dont les achats ont totalisé respectivement 901 et 583 millions de dollars en 1991 et 1992, en identifiant des marchés et en utilisant divers moyens pour accroître les retombées économiques. Par des ententes de fabrication sur plusieurs années, elle favorise les fournisseurs dont le prix est compétitif et qui améliorent la qualité des produits, dépensent en R & D et projettent d'exporter à partir de leurs installations québécoises.

Le gouvernement veut développer une industrie compétitive et créer un environnement propice à conserver et à accroître la position concurrentielle des entreprises québécoises. Ainsi, Hydro-Québec doit donc viser à maximiser les retombées économiques de ses interventions, tant au niveau de la production d'énergie que de l'efficacité énergétique.

La tarification de l'électricité

Hydro-Québec a retenu quatre orientations qui consistent à restructurer graduellement les tarifs pour favoriser une utilisation rationnelle de l'électricité et permettre à la clientèle de réduire sa facture, à aligner les hausses tarifaires sur l'inflation, à renforcer sa situation financière et à diminuer significativement l'interfinancement entre les marchés. Dans l'ensemble, le MER souscrit à ces orientations.

Dans le cas de la restructuration des tarifs, il s'agit de la poursuite d'une entreprise de longue haleine qui consiste à mieux refléter les coûts de fourniture dans la structure des tarifs. Le MER appuie les réformes envisagées. Celles-ci sont globalement conformes aux recommandations du rapport concernant la tarification de l'électricité sur les marchés québécois, qu'Hydro-Québec lui a soumis en août 1992. Un mémoire d'information au Conseil des ministres a été présenté à ce sujet en février 1993.

Lors de l'analyse de ce rapport, le COMPADRE a soulevé des questions concernant l'effet des modifications proposées au tarif D, applicable au secteur domestique. Bien que celles-ci rapprochent le tarif des coûts de fourniture, le MER a demandé à Hydro-Québec d'analyser davantage les impacts de diverses formules pouvant conférer un caractère saisonnier à la tarification applicable au secteur domestique. Hydro-Québec devra déposer, d'ici le début de 1994, un rapport à ce sujet.

La problématique de l'interfinancement a été portée à l'attention du gouvernement lors de l'approbation des tarifs de 1987. Tout en reconnaissant le principe de réduire à terme le niveau d'interfinancement entre les principales catégories tarifaires, la décision gouvernementale n'en précisait pas le rythme et les modalités d'application.

Il apparaît raisonnable de maintenir un certain niveau d'interfinancement en faveur des abonnés domestiques compte tenu du fait que cette clientèle comporte moins de risques que celle des entreprises et que le bilan de l'interfinancement est fondé sur une méthode qui reste à enrichir. Cela signifie que le taux de rendement obtenu du tarif D devrait être inférieur à celui visé sur l'ensemble des ventes assujetties au règlement tarifaire.

.../

Par ailleurs, il importe de tenir compte du pouvoir d'achat des consommateurs domestiques dans le cadre de la réduction de l'interfinancement.

En somme, bien que le MER soit d'accord avec les trois dernières orientations, dont celle de réduire graduellement l'interfinancement, les propositions d'Hydro-Québec concernant les hausses tarifaires seront analysées en tenant compte notamment de la situation financière de l'entreprise, ainsi que de la conjoncture économique.

4. L'ENGAGEMENT DE PERFORMANCE

Les contraintes financières et organisationnelles ont amené Hydro-Québec à faire des choix parmi 15 zones de performance en fonction de leur contribution à la satisfaction des attentes prioritaires de sa clientèle. Les efforts seront concentrés sur des zones de performance d'importance relative élevée pour la clientèle (service prévenant et personnalisé, actions rapides, assistance dans la gestion de l'énergie, continuité du service, gestion des prix) et la performance des meilleures entreprises servira de référence.

D'autres zones de performance (stabilité du courant électrique, information des clients sur l'entreprise, facturation exacte et compréhensible, programmes et services aux clients) supportent ou renforcent les zones prioritaires. Dans ces zones, Hydro-Québec se donne certaines cibles d'amélioration ou de stabilité de performance.

Les indicateurs de performance (tableau 2) montrent les résultats des dernières années, des repères pour 1993 et 1994 et des cibles pour 1995. Les données et prévisions de la proposition de plan de développement ont été ajustées en fonction des résultats réels de 1992 et des changements intervenus entre les deux publications.

Le contexte général

Les mises en service au complexe La Grande et l'accroissement du nombre d'abonnements augmenteront la charge de travail et exerceront des pressions sur les coûts de fourniture des ventes assujetties au règlement tarifaire qui connaîtront une croissance annuelle moyenne de 3,6 % au cours des années 1993 à 1995. Malgré l'augmentation de ses activités et des objectifs d'amélioration de la qualité du service, Hydro-Québec a annoncé une réduction de l'effectif de 1500, ce qui devra se traduire par une hausse de productivité.

La situation financière d'Hydro-Québec pourrait varier en fonction des conditions d'hydraulicité et des achats ou des ventes d'électricité excédentaire qui en découleront. Un compte de stabilisation des revenus est proposé en 1993 pour atténuer les effets sur les résultats financiers.

Les engagements non problématiques

Le choix des domaines d'intervention privilégiés ont été faits en fonction des besoins, des moyens et des capacités d'Hydro-Québec qui prévoit prendre des mesures pour modifier ses façons de faire dans sa démarche axée sur la qualité.

Hydro-Québec a développé une approche axée sur la satisfaction de sa clientèle. Cette préoccupation se traduit dans un ensemble de onze indicateurs où, règle générale, l'atteinte des objectifs permettrait à Hydro-Québec de se compter parmi les entreprises canadiennes d'électricité les plus performantes.

Un deuxième ensemble est composé de neuf indicateurs et objectifs qui ont trait au contrôle de certaines activités à incidences environnementales, à l'amélioration du réseau, à la réalisation du programme d'investissements,

.../

- la mise en place d'équipes de qualité, à la présence des femmes dans l'entreprise, aux accidents de travail et à la perception des créances. Les objectifs recherchés n'ont rien d'exceptionnel puisqu'il s'agit généralement de décisions, de comportements ou d'orientations normales pour une entreprise bien intégrée à son milieu et qui s'acquitte de ses responsabilités.

Les engagements à suivre particulièrement ou à améliorer

Hydro-Québec compte augmenter de 0,5 TWh en 1992 à 2,9 TWh en 1995 les économies d'énergie réalisées annuellement. Il s'agit du principal indicateur de performance en matière d'efficacité énergétique. Les objectifs ont été sensiblement révisés à la baisse par rapport au précédent plan de développement. La phase III (1993-1997) du programme d'efficacité énergétique, dont les interventions sont plus lourdes que les précédentes, devra générer des économies importantes pour atteindre l'objectif de 9,3 TWh en l'an 2000.

Conformément à la décision du Conseil des ministres, qui a par ailleurs retenu des hausses tarifaires pour 1993 et 1994 inférieures à celles demandées, Hydro-Québec a déposé un plan d'action visant à limiter son budget d'exploitation à 1 950 millions de dollars en 1993, 1994 et 1995 sans que cela ne remette en cause l'entretien du réseau et la qualité du service.

Les décisions du Conseil des ministres impliquent une modification des cibles d'Hydro-Québec quant à ses indicateurs de performance sur la gestion des prix et la productivité. Hydro-Québec devra notamment réduire de 18,5 % en termes réels l'indice des charges d'exploitation unitaires et non pas de 9,5 % comme le prévoyait l'Engagement de performance.

Plusieurs services d'électricité suivent l'évolution de leurs coûts avec un indice de charges d'exploitation unitaires semblable à celui adopté par Hydro-Québec. Cet indicateur ne permet pas de juger du poids de l'effort consenti pour atteindre l'objectif visé et, dans le cas d'Hydro-Québec, l'inclusion des ventes additionnelles de court terme amplifie le gain de productivité.

Hydro-Québec vise à réduire l'effectif de 217 à 184 personnes par TWh de ventes. L'augmentation visée de la qualité de service devra ainsi être réalisée avec moins de personnel. La Société rencontrera une certaine résistance de la part de ses employés puisque quelques syndicats ont déjà dénoncé la réduction de postes.

Hydro-Québec veut maintenir à 1,8 % du chiffre d'affaires ses dépenses nettes en R & D d'ici 1995 bien que son orientation soit d'atteindre 2 % à plus long terme. L'indicateur est insuffisant parce qu'il ne porte que sur les moyens, il devrait être remplacé ou complété par des indicateurs portant sur les objectifs et ayant des liens avec la commercialisation de la technologie et sa diffusion dans les entreprises québécoises. Hydro-Québec occupe en effet une place importante dans le développement technologique du Québec et elle devrait considérer son rôle dans une perspective globale.

L'orientation de favoriser le maillage avec les universités, les industries et les centres de recherche ne comporte pas d'indicateur. Cependant, Hydro-Québec a développé un indicateur précisant son intention de financer à l'externe 50 % des dépenses d'exploitation des filières à long terme de R & D que sont la robotique, les piles ACEP et l'hydrogène. Avec des partenaires, Hydro-Québec est en mesure de monter des programmes d'envergure nationale ou internationale autour de projets d'intérêt stratégique pour l'entreprise. Ces projets favorisent également le maillage avec les industries, les universités et les centres de recherche.

Des indicateurs sur la formation du personnel, l'intégration du réseau de distribution, la politique d'achat et la sécurité du public seront développés par Hydro-Québec au cours de 1993. Il serait approprié que cela comprenne également un indicateur concernant l'inspection ou la sécurité des ouvrages d'Hydro-Québec, un sujet d'intérêt public.

.../

. *CONCLUSION*

Les principaux éléments du nouveau processus de consultation et d'examen du plan de développement d'Hydro-Québec, qui est en vigueur depuis juillet 1991, ont maintenant été testés avec succès. Les intervenants en commission parlementaire ont apprécié la consultation menée par Hydro-Québec, dont les documents ont permis au public intéressé de bien comprendre la problématique du secteur de l'électricité et les principales implications des options en matière de développement des marchés et d'offre.

Hydro-Québec a abattu un travail considérable avant de déposer sa proposition de plan de développement et ses engagements de performance. Les options sont claires de même que ses choix.

La participation du public aux séances de consultation d'Hydro-Québec et en commission parlementaire élargie a été excellente en termes quantitatifs et qualitatifs. La consultation publique dans le secteur de l'électricité est devenue chose courante en Amérique du Nord et, au Québec, c'est maintenant un préalable essentiel à la réalisation des projets d'équipements publics ou privés, quelle que soit la filière.

.../

ANNEXE 1

SOMMAIRE DE LA COMMISSION PARLEMENTAIRE CHARGÉE DE L'EXAMEN DE LA PROPOSITION DE PLAN DE DÉVELOPPEMENT 1993 D'HYDRO-QUÉBEC

Au moment de l'examen de la proposition de plan de développement 1993 d'Hydro-Québec, la Commission de l'économie et du travail a procédé à une consultation générale et tenu des audiences publiques où les intervenants intéressés ont pu exprimer leurs opinions en soumettant un mémoire.

Du 23 février au 25 mars 1993, une commission parlementaire a été tenue sur cette proposition de plan de développement. Cette commission a reçu les mémoires de quatre-vingt-huit groupes d'opinions et individus, issus du domaine de l'énergie, du monde des affaires, des milieux municipaux, syndicaux, patronaux, environnementaux et universitaires, des regroupements de consommateurs et des communautés autochtones. Quatre-vingt-trois intervenants se sont présentés en commission parlementaire pour livrer leur point de vue.

Les préoccupations s'étant dégagées de l'exercice et leurs suites ont été organisées en fonction de trois plateaux de travail :

A. **les mémoires présentés au Conseil des ministres sur la proposition de plan de développement et la proposition tarifaire.** La ministre de l'Énergie et des Ressources a déjà déposé un mémoire sur la proposition tarifaire d'Hydro-Québec pour les années 1993 et 1994 qui a fait l'objet du décret numéro 554-93 du 21 avril 1993.

B. **les comités ministériels du MER.** Deux comités de travail interne ont été formés au MER. Ils ont été mandatés, pour l'un, d'examiner la problématique de la planification intégrée des ressources et, pour l'autre, d'amorcer une réflexion sur l'actualisation de la politique énergétique.

C. **les instances gouvernementales.** Les sujets inscrits sous cette rubrique ont des répercussions sur des segments importants ou l'ensemble de la société québécoise en plus d'intéresser plusieurs intervenants gouvernementaux. Ils devraient donc faire l'objet d'analyses approfondies en collaboration avec d'autres intervenants pour dégager éventuellement des positions gouvernementales.

A. THÈMES ABORDÉS DANS LES MÉMOIRES AU CONSEIL DES MINISTRES

A-1. MÉMOIRE SUR LE PLAN DE DÉVELOPPEMENT ET L'ENGAGEMENT DE PERFORMANCE

THÈMES ABORDÉS	POSITIONS EXPRIMÉES	ACTIONS EN COURS OU À VENIR
Filière hydroélectrique	. Développement des grands projets hydroélectriques. . Optimisation du potentiel des rivières déjà harnachées. . Achat d'énergie et de puissance sur les marchés extérieurs (Ontario, New York) . Banque de projets pré-autorisés. . Amélioration du réseau. . Moratoire sur le développement hydroélectrique.	. Le MER recommande l'approbation générale de la Proposition de Plan de développement 1993 : en privilégiant la filière hydroélectrique, en priorisant l'amélioration du réseau et en réduisant l'installation de TAG. . Le MER recommande d'approuver la proposition d'Hydro-Québec à l'effet de constituer une banque de projets évalués par le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement. . Le MER rejette l'idée d'un moratoire sur le développement hydroélectrique.
Cogénération	. Révision des objectifs et des normes de la production d'électricité par cogénération. . Rejet des projets de cogénération qui utilisent les combustibles fossiles. . Moratoire sur la cogénération.	. Le MER approuve le choix de la cogénération comme filière d'appoint, en raison de la flexibilité qu'elle offre en matière de planification (orientation 21). Il retient les objectifs annoncés et projets en négociation et rejette l'idée d'un moratoire. . Hydro-Québec a signé 7 contrats d'achat d'électricité produite par cogénération totalisant 515 MW. 28 projets totalisant 1 180 MW font l'objet de négociation. Le but est d'obtenir une contribution de 680 MW de cogénération pour la fin de 1996.
Efficacité énergétique	. Approche globale de l'efficacité énergétique incluant toutes les formes d'énergie. . Optimisation du projet d'efficacité énergétique d'Hydro-Québec. . Mesures d'efficacité énergétique pour l'ensemble des secteurs économiques. . Suivi rigoureux du projet d'efficacité énergétique d'Hydro-Québec. . Design de programmes visant : - l'amélioration de l'enveloppe thermique des bâtiments; - la prise en compte des problématiques des clientèles; . Programmes communautaires d'économies d'énergie.	. Le MER assure le suivi du projet d'efficacité énergétique d'Hydro-Québec. . Le MER demandera un rapport particulier sur le projet d'efficacité énergétique et les mécanismes d'évaluation des résultats d'Hydro-Québec (dépôt au début 1994). . La Stratégie québécoise d'efficacité énergétique est complémentaire au projet d'Hydro-Québec. . Les mesures concrètes adoptées sont adaptées aux clientèles visées.

THÈMES ABORDÉS	POSITIONS EXPRIMÉES	ACTIONS EN COURS OU À VENIR
Filière éolienne	. Évaluation de l'apport effectif de l'éolien au réseau principal. . Taille d'un parc de production éolien. . Programme de démonstration d'unités éoliennes dans les réseaux non-reliés. . Évaluation du prix de revient de l'éolien.	. Le MER approuve la réalisation de programmes de démonstration d'unités éoliennes dans les réseaux non reliés (orientation 23). . Des promoteurs privés ont été invités à présenter des offres pour la production d'énergie éolienne en réseaux isolés (Îles de la Madeleine). Des études approfondies se poursuivent pour établir la valeur économique d'une contribution éventuelle de l'énergie éolienne au réseau principal d'Hydro-Québec. Deux offres ont été reçues récemment d'un même producteur américain pour des parcs d'éoliennes de 25 MW chacun pour son réseau principal. Le MER suivra le dossier.
Filière nucléaire	. Programme d'avant-projet pour une centrale nucléaire de type CANDU sur le site de Gentilly. . Évaluation du prix de revient du nucléaire. . Conservation d'une expertise minimale en nucléaire.	. L'industrie nucléaire s'est engagée à démontrer la rentabilité et l'acceptabilité de la filière nucléaire aux Québécois.
Industries à forte consommation	. Développement de ce marché dans une optique de rentabilité en conformité avec les politiques de développement industriel en application. . Orientation vers les entreprises de transformation. . Moratoire pour ce créneau de développement de marché.	. Le MER favorise une implantation limitée et ciblée d'entreprises à forte consommation d'électricité. . Le MER recommande la levée du moratoire sur la formule de partage de risques et de bénéfices et propose de mettre en application des critères financiers pour circonscrire la négociation de contrats à partage de risques et de bénéfices.
Électrotechnologies	. Favoriser le développement et l'implantation des électrotechnologies.	. Le MER examinera avec Hydro-Québec la possibilité d'accroître les objectifs de pénétration des électrotechnologies.
Exportations	. Favoriser les exportations dans une optique de rentabilité globale pour le Québec, selon diverses combinaisons. . Moratoire pour ce créneau de développement de marché.	. Le MER suivra, en collaboration avec Hydro-Québec l'évolution des besoins des marchés de New York et de la Nouvelle-Angleterre. . Il veillera à la poursuite des négociations entre Hydro-Québec et les acheteurs potentiels des marchés externes. . Le MER rejette l'idée d'un moratoire pour ce créneau de marché.

THÈMES ABORDÉS	POSITIONS EXPRIMÉES	ACTIONS EN COURS OU À VENIR
Impacts économiques et développement régional	. Programme de mise en valeur de l'environnement (volet développement régional). . Activités d'exploitation d'Hydro-Québec. . Arrimage à la politique québécoise des grappes industrielles.	. Le MER recommande l'ajout d'un volet "développement économique régional" au programme de mise en valeur de l'environnement. Une somme de 1 à 2 % de la valeur des projets permettra aux régions de réaliser des projets de mise en valeur de l'environnement ou de développement économique. . Le MER examinera avec Hydro-Québec les mesures à adopter pour maximiser les retombées économiques régionales de ses projets et de ses opérations.
Développement technologique et R & D	. Politique de recherche à long terme. . Objectifs de recherche en efficacité énergétique, en énergies nouvelles et en environnement. . Maillage avec les centres de recherche, les universités et les partenaires industriels. . Développement et commercialisation des innovations technologiques. . Fonds permanent de développement technologique.	. <u>Le MER recommande :</u> - l'approbation des 3 orientations relatives à la R & D, à savoir : . l'orientation 14 : 2 % du chiffre d'affaires à la R & D; . l'orientation 15 : favoriser le maillage avec les industries, les universités et les centres de recherche; . l'orientation 16 : intensifier la commercialisation de ses produits technologiques. - l'accroissement des efforts de R & D se rattachant aux électrotechnologies; - l'harmonisation avec la politique gouvernementale des grappes industrielles; - la préparation d'un plan d'action de la R & D pour les usages domestiques; - la définition, avec Hydro-Québec, de meilleurs indicateurs de performance pour la R & D.
Protection de la santé de la population	. Champs électromagnétiques	. Membre du comité de suivi sur les effets des lignes à haute tention sur la santé, le MER accordera une attention particulière aux conclusions de l'étude épidémiologique portant sur une population de travailleurs d'Hydro-Québec, d'Ontario Hydro et d'EDF.

A-2. MÉMOIRE SUR LA PROPOSITION TARIFAIRE

THÈMES ABORDÉS	POSITIONS EXPRIMÉES	ACTIONS EN COURS OU À VENIR
Niveau des tarifs	. Hausses tarifaires alignées sur l'inflation. . Adoption de hausses tarifaires minimales pour permettre le maintien et l'accroissement de la compétitivité des entreprises industrielles sur les marchés internationaux. . Révision de la méthode d'allocation des coûts entre les catégories tarifaires.	. Sur proposition du MER, le gouvernement a approuvé des hausses tarifaires inférieures à l'inflation pour 1993 (1,5%) et 1994 (1,0%). Décision au mérite pour les années suivantes. . Le MER a demandé le maintien des charges d'exploitation à 1 950 millions $ pour 3 ans, pour contenir les hausses tarifaires. . La méthode actuelle est maintenue. Le MER veillera à ce qu'elle soit présentée par Hydro-Québec aux clientèles intéressées.
Interfinancement	. Demande de réduction de l'interfinancement (groupes industriels et à vocation économique) et opposition à la réduction de l'interfinancement (groupes de protection des consommateurs).	. Hausses tarifaires approuvées pour 1993 et 1994 uniformes entre les différentes clientèles d'Hydro-Québec. Décision au mérite pour les années suivantes.
Structure tarifaire	. Tarification au coût marginal. . Restructuration tarifaire en vue de favoriser une utilisation plus rationnelle de l'électricité et de permettre au client de réduire sa facture. . Objection à un tarif saisonnier obligatoire pour le secteur grande puissance et demande pour un tarif saisonnier optionnel.	. Le niveau des tarifs continue d'être basé sur le coût moyen, pour éviter des augmentations de tarifs difficilement acceptables. Les structures tarifaires s'inspirent des coûts marginaux. . Le mémoire sur la tarification 1993 et 1994 comprend certaines mesures destinées à favoriser une utilisation rationnelle de l'électricité : tarif D (saisonnalité), DT (signal de prix), DH (tarif horo-hebdo-saisonnier optionnel au secteur domestique), M (réforme) et BT (réforme). . Dossier à l'étude à Hydro-Québec, qui a retiré sa proposition de tarif saisonnier obligatoire. Pas de nouvelle proposition avant l'automne 1994. Le MER suit l'évolution de ce dossier.
Situation financière	. Renforcement de la situation financière . Compte de stabilisation	. Hausses tarifaires pour 1993 et 1994 combinées au gel des charges d'exploitation de 1993 à 1995 améliorent les ratios financiers d'Hydro-Québec. Dépôt, par Hydro-Québec, d'un plan d'action visant la limitation de son budget d'exploitation à 1 950 millions $ jusqu'en 1995. . Analyse conjointe MER-MFQ-HQ concernant la création d'un compte de stabilisation pour les variations de l'hydraulicité. Rapport à l'hiver 1994.

B. THÈMES ABORDÉS PAR LES COMITÉS MINISTÉRIELS

THÈMES ABORDÉS	POSITIONS EXPRIMÉES	ACTIONS EN COURS OU À VENIR [1]
Substitution - combustibles	. Évolution du prix des combustibles. . Place à donner aux combustibles, en particulier dans le secteur du chauffage de l'eau et des locaux. . Partenariat avec l'industrie pétrolière pour la bi-énergie résidentielle. . Moratoire sur l'installation de plinthes électriques.	. Dans le cadre de sa réflexion sur l'application de la planification intégrée des ressources (PIR), le MER verra à ce que cette question soit évaluée à son mérite.
Planification intégrée des ressources (PIR) et externalités	. Prise en compte des externalités et des principes de la planification intégrée des ressources dans l'évaluation du classement économique des moyens de production. . Prise en compte des mesures d'énergie solaire passive.	. Le Groupe conseil sur l'Énergie a formulé ses recommandations au MER. Celui-ci continue d'étudier les modalités d'application de la PIR au Québec.
Organisme de contrôle	. Création d'un organisme chargé de réglementer les activités d'Hydro-Québec et possiblement des autres services publics.	. Le MER poursuit ses analyses sur la pertinence de modifier le cadre réglementaire d'Hydro-Québec. Des recommandations seront acheminées au cours des prochains mois.
Actualisation de la politique énergétique	. Débat public sur l'énergie. . Actualisation de la politique énergétique. . Processus permanent de consultation. . Loi cadre sur l'énergie.	. La question est englobée dans la réflexion en cours sur le cadre institutionnel. Le MER formulera ses recommandations en temps opportun.

[1] Suite aux discussions qui auront lieu au cours des dernières semaines du mois d'août, les textes seront repris pour refléter la position ministérielle sur ces thèmes.

C. THÈMES ABORDÉS PAR LES INSTANCES GOUVERNEMENTALES

THÈMES ABORDÉS	POSITION EXPRIMÉES	ACTIONS EN COURS OU À VENIR
Municipalisation de la distribution de l'électricité	. Municipalisation totale ou partielle du réseau de distribution d'électricité.	. Le MER étudiera ce dossier en 1994 pour en évaluer les conséquences. Collaborations du MAM, d'Hydro-Québec et de l'UMQ seront à développer.
Privatisation d'Hydro-Québec	. Privatisation totale ou partielle d'Hydro-Québec.	. Le MER considère que cette question n'est pas prioritaire à ce stade-ci.
Classification des rivières	. Désignation des rivières à caractère patrimonial (ex. : rivière Ashuapmushuan). . Création d'un patrimoine naturel collectif.	. À l'étude au ministère, un groupe de travail interministériel (MLCP, MENVIQ, MER,...) est proposé pour élaborer un concept de développement intégré des rivières et de l'appliquer comme projet-pilote aux rivières Ashuapmushuan et Péribonka.
Situation de certains clients consommateurs d'énergie	. Précarisation de la situation de certains clients consommateurs d'énergie et mesures d'aide.	. Le MER a déjà répondu à 5 recommandations formulées par un groupe de travail chargé d'étudier cette question. Les 2 autres recommandations le concernant sont à l'étude au BEE. . Échéancier automne 1993.
Production privée et petites centrales	. Réviser les normes et les objectifs de la production privée, volet hydroélectrique : - augmentation de la taille des projets de production privée (25 à 100 MW); - réservation des sites de 25 MW et moins aux producteurs privés; - accès des municipalités au programme de production privée.	. À l'étude au ministère et consultation à venir avec les organismes concernés. . Le MAM et Hydro-Québec devraient fournir leurs positions sur ces questions au cours de l'automne 1993. . Le MER formulera par la suite ses recommandations aux instances appropriées.
Impacts économiques et développement régional	. Fonds permanent de développement régional. . Politique d'acquisition de biens et de services. . Politique de faire-faire avec les partenaires commerciaux et industriels.	. Le MER recommande que le SAR analyse la question du fonds de développement régional abordée au cours de la commission parlementaire. . Le MER demandera à Hydro-Québec de réévaluer ses politiques d'acquisition de biens et services afin de favoriser les régions lorsque les prix et la qualité sont comparables.

ANNEXE 2

LISTE DES TABLEAUX

TABLEAU 1

ORIENTATIONS D'HYDRO-QUÉBEC

ORIENTATIONS RELIÉES À SA MISSION : 17 INDICATEURS ASSOCIÉS À 11 ORIENTATIONS

1 Améliorer et personnaliser le service de base (1,2,3,4,5)
3 Améliorer la continuité du service (13)
4 Qualité de l'onde électrique (14)
5 Protéger la santé de la population (15)
6 Sécurité près des installations
7 Qualité de vie et du milieu naturel (16,17,18)
10 Savoir-faire du personnel
11 Structure et mode de gestion efficaces (20)
12 Sécurité au travail (21)
13 Représentation des femmes (22)
17 Prioriser l'amélioration du réseau et les économies d'énergie (10)
18 Objectif d'économies d'énergie de 9,3 TWh en l'an 2000 (11)
19 Privilégier la filière hydroélectrique (12)
20 Oeuvrer en harmonie avec les populations
22 Avant-projets pour centrales de moyenne envergure
24 Réduire au minimum l'installation de turbines à gaz
31 Atteindre les ratios financiers cibles

ORIENTATIONS RELIÉES AU DÉFI PERFORMANCE: 8 INDICATEURS

2 Aider le client à gérer sa facture (6,7,8,9)
9 Adhésion du personnel à la culture de qualité (19)
30 Hausses tarifaires à l'inflation (25,26,27)

ORIENTATIONS AXÉES SUR LE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUE: 2 INDICATEURS

8 Maximiser les retombées économiques
14 Consacrer 2 % du chiffre d'affaires à la R & D (23)
15 Favoriser le maillage avec les industries, les universités et les centres de recherche (24)
16 Commercialisation des produits technologiques
26 Implantation des électrotechnologies
27 Implantation limitée et ciblée d'entreprises à forte consommation d'électricité
28 Développement des exportations
32 Diminuer l'interfinancement

ORIENTATIONS COMPLÉMENTAIRES

21 Cogénération comme filière d'appoint
23 Démonstration d'unités éoliennes
25 Étude des externalités des moyens de production
29 Restructuration des tarifs

Le numéro en marge de chaque orientation correspond à la numérotation retenue dans le plan. Les chiffres entre parenthèses correspondent aux numéros des indicateurs de performance.

TABLEAU 2

INDICATEURS DE PERFORMANCE D'HYDRO-QUÉBEC

		1990	1991	1992	1993	1994	Cible 1995
QUALITÉ DU SERVICE À LA CLIENTÈLE							
1	Taux de satisfaction de la clientèle à l'égard de la qualité des communications (échelle de 1 à 10)	*	*	8,4	8,4	8,6	9,0
2	Nombre de plaintes en appel par 100 000 clients	*	*	21	20	18	15
3	Pourcentage d'appels téléphoniques traités par rapport au total d'appels effectués par les clients	77 %	90 %	93 %	93 %	93 %	93 %
4	Pourcentage de demandes de raccordement exécutées dans les délais	58 %	77 %	87 %	88 %	89 %	90 %
5	Pourcentage des clients avisés à l'avance d'interruptions planifiées	34 %	50 %	58 %	58 %	65 %	75 %
6	Pourcentage des clients facturés à partir d'un relevé de compteur par rapport au total des clients à facturer durant la période	75 %	88 %	89 %	91 %	91 %	91 %
7	Pourcentage de la clientèle résidentielle satisfaite des activités reliées à l'efficacité énergétique	47 %	*	58 %	59 %	60 %	63 %
8	Pourcentage des visites rendues à la clientèle CII par rapport au total des visites nécessaires	*	*	*	*	75 %	90 %
9	Pourcentage de clients utilisant le mode de versements égaux par rapport au total des clients	19 %	26 %	27 %	27 %	28 %	30 %
FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ							
10	Amélioration du réseau existant						
	En énergie (TWh)	0,1	1,9	2,4	2,7	2,9	3,0
	En puissance (MW)	27	184	255	348	432	440
11	Économies d'énergie (TWh)	0	0,1	0,5	1,0	1,7	2,9
12	Dates de mise en service des projets de construction ou de rééquipement (tableau de bord)						
13	Nombre d'heures d'interruption de service par client par année						
	Brut	6,7	6,6	4,45	4,85	4,43	4,0
	Normalisé	6,4	5,3	4,38	4,05	3,63	3,2
14	Nombre de pertes de production signalées par des clients industriels grande puissance	*	530	320	290	275	270
RESPONSABILITÉ ENVIRONNEMENTALE ET SOCIALE							
15	Retrait des appareils contenant des BPC	7827	4093	3477	2612	1044	0
16	Nombre de réclamations reçues pour dommages à la propriété	*	*	1500	1500	1200	900
17	Pourcentage de zones tampons respectées lors des travaux de maîtrise de la végétation	*	*	99 %	100 %	100 %	100 %
18	Pourcentage des huiles isolantes recyclées par l'entreprise	7 %	9 %	9 %	10 %	15 %	45 %
RESSOURCES HUMAINES							
19	Pourcentage de l'effectif permanent et temporaire membre d'équipes qualité	*	2 %	7 %	13 %	17 %	22 %
20	Effectif par milliard de kWh (selon les ventes totales pondérées)	209	220	217	208	199	184
21	Nombre d'accidents avec perte de temps par million d'heures travaillées	33	26	19	17	15	12
22	Taux de représentation des femmes par rapport à l'effectif permanent total	20,5 %	21,2 %	21,8 %	22,1 %	22,4 %	22,8 %
TECHNOLOGIE							
23	Pourcentage des dépenses nettes de R & D par rapport au produit des ventes totales d'électricité	1,9 %	1,8 %	1,8 %	1,8 %	1,8 %	1,8 %
24	Ratio de financement externe des filières à long terme	49 %	55 %	53 %	50 %	50 %	50 %
PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ							
25	Hausses tarifaires pour les ventes assujetties au règlement tarifaire	7,5 %	7,0 %	3,5 %	2,3 %	2,7 %	3,0 %
26	Charges d'exploitation unitaires correspondant aux ventes totales pondérées (cents de 1992/kWh) - Indice 1992 = 100	95,0	102,6	100,0	96,9	95,8	90,5
27	Taux de mauvaises créances	0,9 %	1,1 %	0,9 %	0,8 %	0,7 %	0,6 %

Données non disponibles : indicateurs non encore établis ou collecte de données commencée ultérieurement.

TABLEAU 3

ÉVOLUTION DES BESOINS GLOBAUX D'ÉNERGIE SELON LE SCÉNARIO MOYEN (TWh)

	1992	1996	2000	2005	2010
Ventes d'électricité régulière au Québec	**133**	**156**	**173**	**185**	**198**
Livraisons selon ententes et autres	7	7	6	6	6
Ventes à l'exportation	12	9	12	5	5
Livraisons totales	152	172	191	196	209
Pertes électriques	13	16	18	19	21
Besoins sans développement des marchés et sans économies d'énergie	**165**	**188**	**209**	**215**	**230**
Besoins additionnels provenant :					
- du développement industriel	—	0	1	3	3
- des exportations	—	0	0	9	9
Besoins avec développement des marchés	**165**	**188**	**210**	**227**	**242**
Réserve énergétique requise	3	4	4	5	6
Besoins globaux d'énergie	**168**	**192**	**214**	**232**	**248**

TABLEAU 4

BESOINS EN PUISSANCE DE 1996 À 2010 SCÉNARIO MOYEN D'HYDRO-QUÉBEC (MW)

	1996	2000	2005	2010
Besoins de puissance à satisfaire	**41 145**	**44 650**	**49 720**	**52 690**
Parc existant et achats contractuels	33 500	33 425	33 270	33 210
La Grande - Phase II	2 510	2 510	2 510	2 510
Production privée	760	760	760	590
Amélioration du réseau existant	200	340	400	400
Économies d'énergie	1 050	1 960	2 910	4 080
Bi-énergie	1 755	1 750	1 590	1 425
Puissance interruptible	1 200	1 200	1 200	1 200
Partage de réserve	600	600	600	600
TOTAL	**41 575**	**42 545**	**43 240**	**44 015**
Autres moyens nécessaires	—	**2 105**	**6 480**	**8 675**

TABLEAU 5

SCÉNARIOS D'HYDRO-QUÉBEC SUR LA DEMANDE QUÉBÉCOISE D'ÉLECTRICITÉ EN 2010 (TWh)

Scénario faible	Scénario moyen	Scénario fort
Avec économies d'énergie et développement de marché		
157,7	182,7	201,4
Économies d'énergie		
16,1	18,0	21,1
Développement de marché		
3,0	2,8	1,3

TABLEAU 6

IMPACT DU DÉVELOPPEMENT DES MARCHÉS SUR HYDRO-QUÉBEC

	Option 1	Option 2	Option 3	Option 4	Option 5
- Électrotechnologies	-	220 MW	220 MW	220 MW	220 MW
- Industries	-	-	180 MW	540 MW	180 MW
- Exportations	-	-	-	-	1500 MW
Rentabilité globale * (millions $ 1992)	-	75	(70)	(609)[1]	835
Indice de rentabilité *	1,0	1,07	0,96	0,82	>1
Écart annuel moyen des coûts de fourniture * 1996-2010 (millions $ 1992)	**	(5)	25	85	25
Investissements 1996-2010 *** (milliards $ 1992)	44,7	45,0	45,6	46,2	50,9
Marge bénéficiaire globale (en %) 1996-2010	13,1	13,2	13,1	12,8[1]	13,7
Emplois soutenus par les investissements 1996-2010 *** (années-personnes)	456 000	462 900	475 200	493 900	531 000
Retombées fiscales * 1996-2010 *** (millions $ 1992)	-	85	210	465	535

* La rentabilité globale d'une option est évaluée en actualisant la différence entre revenus et coûts associés au développement des marchés comparativement à l'option 1 où il n'y a aucun développement.
L'indice de rentabilité est le ratio entre les revenus et les coûts actualisés de chaque option. Les revenus couvrent les coûts, y compris le coût de la dette et un rendement normal sur les fonds propres lorsque l'indice est au niveau de 1,0.

** Les tarifs augmentent en moyenne de 3,5 % entre 1996 et 2010 dans l'option 1, soit le taux d'inflation à long terme prévu par Hydro-Québec.

*** Hydro-Québec a apporté des ajustements pour tenir compte de la variation, d'une option à l'autre, des investissements prévus pour la période 1993-1995.

[1] Après correction des chiffres de -540 et de 12,3 de la publication d'Hydro-Québec.

TABLEAU 7

COMBINAISONS D'OPTIONS

	Économies d'énergie	Ajout de cogénération	Filière hydroélectrique	Filière thermique	Filière éolienne
Combinaison 1	9,3 TWh en 2000		Ajout à partir de 1997		
Combinaison 2	9,3 TWh en 2000	440 MW en 1998	Ajout à partir de 1999		
Combinaison 3	10,2 TWh en 2000		Ajout à partir de 1997		
Combinaison 4	10,2 TWh en 2000	740 MW en 1998		Centrale à cycle combiné à partir de 2001	
Combinaison 5	10,2 TWh en 2000		Ajout à partir de 1998		1 000 MW en 2000

Les cinq combinaisons incluent 760 MW de production privée originant de petites centrales hydroélectriques et de centrales de cogénération.

TABLEAU 8

IMPACTS DE DIVERSES COMBINAISONS EN MATIÈRE D'OFFRE POUR SATISFAIRE LA CROISSANCE DE LA DEMANDE ET L'OPTION 5 DE DÉVELOPPEMENT DES MARCHÉS

	Combinaison 1	Combinaison 2	Combinaison 3	Combinaison 4	Combinaison 5
- Économies d'énergie	9,3 TWh	9,3 TWh	10,2 TWh	10,2 TWh	10,2 TWh
- Cogénération au-delà du 760 MW de base		440 MW		740 MW	
- Filière	Hydro	Hydro	Hydro	Thermique	Hydro + 1000 MW éolien
Coût global pour H-Q et clientèle (milliards $ actualisés en 1992)	37,1	37,5	37,4	41,6	38,7
Indice comparatif des coûts du remplacement de l'hydroélectrique	1,0	1,30	1,27	1,35[1]	1,74
Écart annuel moyen des coûts de fourniture 1996-2010 * (millions $ 1992)	**	10[1]	75	90	100
Investissements 1996-2010 *** (milliards $ 1992)	44,7	43,7	43,6	36,3	46,1
Marge bénéficiaire globale d'H-Q 1996-2010 (en %)	13,1	12,8	12,9	10,6	12,8
Emplois soutenus par les investissements 1996-2010 *** (années-personnes)	456 000	448 900	459 400	361 700	466 600
Retombées fiscales * au Québec 1996-2010 *** (millions $ actualisés en 1992)	-	(100)	(65)	(605)	(40)

* Par rapport à la combinaison 1.

** Les tarifs augmentent en moyenne de 3,5 % entre 1996 et 2010 dans la combinaison 1, soit le taux d'inflation à long terme prévu par Hydro-Québec.

*** Hydro-Québec a apporté des ajustements pour tenir compte de la variation, d'une combinaison à l'autre, des investissements prévus pour la période 1993-1995. Les retombées fiscales englobent l'impôt sur le revenu des salariés, les taxes indirectes ainsi que la taxe sur le capital et sont calculées par différence avec la combinaison 1.

1 Après correction des chiffres de 1,44 et de 40 de la publication d'Hydro-Québec.

TABLEAU 9

POTENTIEL ÉCONOMIQUEMENT AMÉNAGEABLE

Centrale ou complexe hydroélectrique	Puissance à la pointe (MW)	Énergie annuelle (TWh)	Prix de revient du kWh (cents 1992)
Projets en construction			
La Grande-1	1 310	7,3	3,0
Laforge-1	820	4,5	3,0
Brisay	380	2,3	3,0
Laforge-2	290	1,8	4,2
Projets de base			
Ashuapmushuan	730	3,5	3,5
Sainte-Marguerite	820	4,4	3,8
Eastmain-1	465	2,7	4,1
Haut-Saint-Maurice	615	2,9	4,1
Grande-Baleine	3 210	16,2	4,0
NBR	8 350	46,3	4,1
Romaine	1 610	8,3	4,6
Centrales de moyenne envergure	400	≈ 2,0	≤ 5,2
TOTAL	**19 000**	**102,2**	

TABLEAU 10

PRIX DE REVIENT DES PRINCIPALES FILIÈRES DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

	Puissance à la pointe (MW)	Prix de revient ($ 1992) avec transport (¢/kWh)
Filières principales		
Grandes centrales hydroélectriques	18 600	3,0 à 4,6
Centrales nucléaires	4 x 880	5,7
TAG cycle combiné	966	6,0
Filières d'appoint		
Cinq centrales hydroélectriques de moyenne envergure	400	≥ 5,2
Production combinée (cogénération)	760	Coûts évités
Centrales éoliennes	2 x 500	6,1 à 7,6

TABLEAU 11

PROGRAMME D'ÉQUIPEMENT PROPOSÉ PAR HYDRO-QUÉBEC

Centrale ou complexe hydroélectrique	Puissance à la pointe (MW)	Énergie annuelle (TWh)	Mise en service la plus hâtive
Centrales de base			
Laforge-2	290	1,8	1996
Eastmain-1	465	2,7	1998
Haut-Saint-Maurice	615	2,9	2000
Sainte-Marguerite	820	4,4	2001
Ashuapmushuan	730	3,5	2003
Grande-Baleine	3 210	16,2	2001-2002
NBR	8 350	46,3	2007...
Centrales d'appoint[1]			
Kipawa et Mercier	190	0,9	2001
La Sarcelle, Boyd, Sakami et autres	500 à 600	2,5 à 3	2000

(1) Les études concernant les centrales d'appoint sont préliminaires

AU CONSEIL DES MINISTRES GOUVERNEMENT DU QUÉBEC

DE : MADAME LISE BACON CHARLESBOURG, le 1er septembre 1993
Ministre de l'Énergie et
des Ressources

OBJET: PLAN DE DÉVELOPPEMENT 1993 D'HYDRO-QUÉBEC

PARTIE CONFIDENTIELLE

---

6. L'ACCESSIBILITÉ AU PUBLIC

La première partie du présent mémoire, y compris les annexes 1 et 2, est accessible au public. Cette deuxième partie renferme des renseignements confidentiels et des recommandations.

[redacted]

.../

[redacted]

.../

[redacted]

10. RECOMMANDATIONS

Il est recommandé au Conseil des ministres :

[redacted]

.../

[redacted]

Ministre de l'Énergie et des Ressources,

Lise Thériault

PARTIE CONFIDENTIELLE

ANNEXE

CONSULTATION INTERMINISTÉRIELLE

[redacted]

Plan de développement

1993

PROPOSITION

Hydro-Québec

Montréal, le 30 octobre 1992

Madame Lise Bacon
Vice-première ministre et
ministre de l'Énergie et des Ressources
5700, 4e Avenue ouest
3e étage – Bureau A – 308
Charlesbourg, (Québec)
G1H 6R1

Madame la Ministre,

Il me fait plaisir de vous transmettre notre proposition de plan de développement 1993.

Ce document est le résultat d'un processus fondé à la fois sur l'analyse et le dialogue. Il a été élaboré à la lumière des attentes de notre clientèle et des points de vue des divers groupes consultés tout au long de l'année.

Les orientations que nous mettons de l'avant tiennent compte des préoccupations de notre clientèle quant au coût et à la qualité des services ainsi que des attentes exprimées vis-à-vis de l'entreprise en matière de développement économique et de développement durable. Ces orientations sont celles qui, tout bien considéré, nous apparaissent comme les plus globalement avantageuses pour notre clientèle et pour l'ensemble du Québec. À nos yeux, nos propositions s'inscrivent dans le cadre général de la politique énergétique du gouvernement du Québec.

Le présent document vise à favoriser une discussion ouverte et fructueuse lors de la commission parlementaire du printemps prochain. Nous espérons ainsi contribuer à assurer à notre clientèle, et à la collectivité dans son ensemble, le meilleur avenir possible en matière d'électricité.

Le président du Conseil
et chef de la Direction d'Hydro-Québec,

Richard Drouin

Table des matières

Liste des tableaux et des graphiques

Avant-propos

Ce document marque une étape importante.

Chaque année, dans le passé, Hydro-Québec soumettait au gouvernement du Québec un plan de développement dans lequel elle présentait ses orientations à long terme. Le gouvernement a modifié ce processus en 1991 : le plan de développement doit dorénavant être déposé tous les trois ans afin de permettre des études plus approfondies et une plus large consultation de tous les intéressés.

Le présent document est donc notre première proposition de plan de développement triennal. Il sera suivi, au début de 1993, de notre engagement de performance. Ce deuxième document présentera nos objectifs de performance pour 1993, 1994 et 1995 et traitera des tarifs envisagés pour cette période. Un document complémentaire précisera les modalités d'application de notre proposition tarifaire pour 1993. Le plan de développement et l'engagement de performance seront discutés au printemps de 1993 dans le cadre d'une commission parlementaire élargie.

Au début de 1994 et de 1995, des rapports de suivi feront le point sur les résultats atteints en regard de notre engagement et sur nos propositions tarifaires.

Certains aspects de la proposition de plan de développement sont traités de manière plus approfondie dans une série de documents de nature plus technique. On trouvera à la fin du plan la liste complète de ces documents, ainsi que les renseignements nécessaires pour se les procurer.

La proposition de plan de développement et sa documentation d'accompagnement visent à nourrir la discussion sur l'avenir de l'électricité au Québec. Nous souhaitons qu'elles contribuent à un dialogue ouvert et fécond sur cet enjeu essentiel.

Sommaire

Hydro-Québec, en tant que fournisseur d'électricité du Québec, sert la grande majorité de la population sur une base quotidienne. Nous sommes avant tout une entreprise de service – donc une entreprise à l'écoute.

Nos activités nous engagent à un dialogue constant avec plusieurs catégories d'interlocuteurs. Toutes nos orientations, toutes nos actions doivent tenir compte des attentes de plusieurs groupes : notre clientèle, certes, mais aussi les communautés touchées par nos projets d'équipement, les groupes de citoyens intéressés par nos activités et, plus largement encore, la collectivité dans son ensemble.

Une entreprise de service

Nous n'avons pas toujours été pleinement à la hauteur de ces attentes. À la fin des années 80, nous avons fait un diagnostic sévère de notre performance. Et nous avons pris les mesures qui s'imposaient pour redresser la situation.

Ce redressement est bien engagé aujourd'hui, et à maints égards il est déjà réalisé. Nous avons en effet atteint les objectifs fixés pour certains aspects de notre service, comme la rapidité des raccordements et l'accès téléphonique à nos services. En matière de continuité du service, l'amélioration se poursuit selon nos plans. Notre objectif à cet égard était de rejoindre la performance moyenne des entreprises canadiennes d'ici à 1995, et nous sommes en bonne voie de le réaliser.

Le taux de satisfaction global de la population est d'ailleurs passé de 62 % en moyenne pour 1990 à près de 85 % pour 1992.

Mais nous comptons aller beaucoup plus loin. Nous voulons que notre clientèle nous reconnaisse, d'ici à l'an 2000, comme la meilleure entreprise d'électricité au Canada pour la qualité des services. Nous devrons donc comparer régulièrement nos résultats à ceux des entreprises les plus performantes et assurer une gestion optimale de nos coûts, car nos clients ne souhaitent pas que l'amélioration se fasse à n'importe quel prix. À chaque étape, nous devrons demeurer à l'écoute de la clientèle afin de maintenir le meilleur rapport qualité-prix en fonction de ses attentes.

Dans cette optique, nous sommes déjà engagés, depuis 1990, dans un vaste projet axé sur la gestion intégrale de la qualité : le Défi performance. Cette démarche, qui implique l'ensemble de notre personnel, a pour objectif de satisfaire le client totalement et au moindre coût.

Pour réussir dans cette voie, nous misons sur la mobilisation et le savoir-faire de notre personnel et sur sa pleine adhésion à la culture de la qualité. Nous mettons progressivement en place des équipes d'amélioration et des mécanismes d'écoute, et nous renforçons notre savoir-faire par l'analyse des compétences stratégiques, la formation et le perfectionnement.

La Démarche qualité suppose une révision profonde de nos pratiques et de nos structures. En 1990, nous avons scindé le groupe Exploitation en deux groupes spécialisés : le groupe Clientèle et Distribution et le groupe Production, Transport et Télécommunications. Cette réorganisation touche déjà 18 000 personnes et s'étendra bientôt à toute l'entreprise. Notre but est de restructurer les secteurs, les régions et le siège social en fonction des besoins de la clientèle, en rapprochant les décisions et les moyens d'action le plus près possible du client.

Nos responsabilités vis-à-vis de la collectivité sur les plans social, environnemental et économique demeurent au coeur de nos préoccupations. À cet égard, nous poursuivons nos efforts visant à protéger la santé des personnes et leur cadre de vie. Par ailleurs, Hydro-Québec continuera de jouer un rôle économique important par sa politique d'achat et son appui à la recherche et développement, en plus de soutenir l'emploi par ses activités de construction, d'exploitation et de commercialisation.

L'OFFRE ET LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ

En vue d'élaborer ce plan de développement, nous avons réalisé au cours de la dernière année, auprès de plusieurs groupes, une consultation portant sur quatre points fondamentaux : l'efficacité énergétique, les moyens de production, les industries à forte consommation d'électricité et les exportations.

Ce processus fructueux, que nous poursuivrons sur une base permanente, a permis de dégager un éventail d'options pour l'avenir de l'électricité au Québec. Le présent document décrit ces diverses options et analyse leurs impacts économiques et environnementaux.

Pour satisfaire les besoins d'électricité futurs, nous privilégions d'abord l'amélioration du réseau existant et la promotion des économies d'énergie auprès de notre clientèle. Nous maintenons notre objectif d'économies d'énergie annuelles de 9,3 TWh en l'an 2000. Les prochaines années serviront à évaluer avec précision les résultats de nos efforts et à faire tout ajustement qui s'imposerait.

Pour ce qui est des autres moyens à notre disposition, nous continuerons de privilégier la filière hydroélectrique comme filière principale de production. L'énergie hydroélectrique présente en effet des avantages importants au point de vue des coûts, des impacts environnementaux et des retombées économiques.

L'implantation des équipements hydroélectriques a cependant des répercussions sur le cadre de vie des populations locales. À cet égard, nous nous proposons de mieux expliquer nos projets et de continuer à les harmoniser avec les attentes exprimées par les populations locales. Nous comptons notamment poursuivre nos discussions avec les diverses communautés autochtones touchées par nos projets dans un esprit de conciliation afin de conclure des ententes qui assurent à toutes les parties la réalisation de leurs aspirations.

Jusqu'à maintenant, nous avons mis à la disposition des collectivités touchées par des projets de centrales ou de lignes des crédits destinés à des initiatives de mise en valeur de l'environnement et représentant entre 1 et 2% du coût des projets. Le champ d'application de cette mesure sera élargi dans le cas des centrales, de façon à favoriser aussi le développement économique régional. Une consultation auprès des intervenants est prévue à ce sujet.

Nous proposons le recours à la cogénération et aux centrales hydroélectriques de moyenne envergure comme filières d'appoint, en raison de la flexibilité qu'elles offrent en matière de planification. Pour satisfaire les besoins de puissance de pointe, nous entendons maintenir un équilibre entre le suréquipement des sites de production existants et la gestion de la consommation de façon à limiter autant que possible l'installation de turbines à gaz.

Dans le domaine du développement des marchés, nous comptons promouvoir la diffusion des électrotechnologies, qui améliorent l'efficacité énergétique et la compétitivité des entreprises. D'autre part, nous recommandons de favoriser une implantation limitée et ciblée d'industries à forte consommation d'électricité, en fonction de critères spécifiques. Enfin, nous estimons économiquement avantageux de développer les exportations d'électricité dans le respect de certains critères.

Les orientations que nous proposons nécessitent un certain nombre de décisions. Dans le présent document, nous indiquons les dates probables des grandes décisions à prendre pour assurer l'équilibre de l'offre et de la demande d'électricité en fonction du scénario retenu pour les fins de notre planification. Ces dates pourront varier suivant l'évolution réelle des besoins.

Nous ne présentons pas ici de recommandations précises concernant des centrales particulières ou d'autres projets de production spécifiques nécessaires au-delà de l'an 2000. Nous estimons préférable de recommander à une étape ultérieure, à la lumière des orientations finalement retenues, les projets qui apparaîtront comme les plus avantageux au moment où des décisions s'imposeront. Nous indiquons toutefois les solutions de rechange auxquelles nous aurions recours si nos propositions ne pouvaient être mises en oeuvre en temps voulu.

Le prix de l'électricité

Nos orientations stratégiques visent à satisfaire un ensemble complexe d'attentes et de besoins. Mais nous ne devons pas perdre de vue ce qui ressort clairement comme la préoccupation majeure de nos clients : l'évolution du prix de l'électricité.

Nos clients résidentiels ont choisi en grande majorité l'électricité pour le chauffage des locaux et de l'eau, qui constitue une part importante de leur budget.
Nos clients industriels font face à une concurrence accrue en raison de la mondialisation des marchés et de la baisse des prix des combustibles, principale source d'électricité à l'extérieur du Québec.

Nos tarifs d'électricité sont parmi les plus bas en Amérique du Nord. Pour la période 1993-2000, nous entendons aligner l'augmentation de nos tarifs sur l'inflation. Bien que la hausse puisse dépasser le taux de l'inflation certaines années, la progression moyenne des tarifs d'électricité n'excéderait pas la progression de l'inflation pour l'ensemble de la période.

Certains facteurs, comme l'évolution de la demande ou des taux d'intérêt, échappent à notre contrôle. Mais il en est d'autres sur lesquels nous avons une prise réelle, en particulier la croissance des charges d'exploitation. Nous visons à rejoindre, d'ici à l'an 2000, les entreprises d'électricité canadiennes les plus performantes en ce qui concerne les coûts d'exploitation. Nous entendons également gérer nos investissements avec rigueur et accroître nos revenus par diverses mesures, tel le recouvrement des mauvaises créances.

En plus d'aligner nos hausses tarifaires sur l'inflation, nous mettrons à la disposition de nos clients des programmes d'économie d'énergie qui leur permettront de réduire leur consommation d'électricité sans affecter leur confort. Nous prévoyons également mettre au point des formules de tarification saisonnière dans le but de favoriser une utilisation plus rationnelle de l'électricité.

Enfin, pour pallier le principal risque associé à nos activités, soit la fluctuation de l'hydraulicité (c'est-à-dire des apports d'eau dans nos réservoirs), nous proposons la création d'un fonds de stabilisation. Les revenus découlant des ventes d'énergie excédentaire durant les années de forte hydraulicité seraient utilisés pour éponger les charges spéciales des mauvaises années. Ainsi, notre clientèle serait mieux protégée contre les chocs tarifaires.

L'ensemble des orientations proposées dans le plan découlent de la vision d'entreprise que nous avons adoptée en 1991 :

D'ici l'an 2000, Hydro-Québec veut être reconnue par ses clients comme la meilleure entreprise d'électricité au Canada pour la qualité de ses services. Elle veut également que les Québécois la reconnaissent comme un partenaire majeur dans le développement durable du Québec. Pour atteindre ces objectifs, elle mettra en valeur le savoir-faire de ses employés-es et la ressource hydroélectrique.

Une entreprise à l'écoute

1

Une entreprise de service comme Hydro-Québec ne peut pas évoluer en vase clos. Pour remplir sa mission et se classer parmi les meilleures dans son domaine, elle doit entretenir un dialogue ouvert et constant avec sa clientèle, les communautés touchées par ses projets, les groupes de citoyens intéressés par ses activités et la collectivité dans son ensemble.

Il nous incombe de fournir toute l'information utile à une réflexion constructive sur nos orientations et de bien expliquer nos politiques, nos projets et nos pratiques. En même temps, nous devons demeurer toujours à l'écoute. Au cours de la dernière année, nous avons entamé deux démarches importantes à cet effet, l'une visant l'écoute de la clientèle et l'autre, la consultation publique.

L'écoute de la clientèle s'est faite en plusieurs étapes au cours de 1992. Nous avons d'abord entrepris de cerner les attentes de la clientèle au moyen de groupes de discussion : ces groupes réunissaient des clients résidentiels et des clients commerciaux, institutionnels et industriels. Pour les grandes entreprises et les réseaux voisins, nous avons procédé par rencontres individuelles. Par ailleurs, nous avons systématiquement colligé les exigences des organismes de réglementation dont les décisions touchent le fonctionnement de l'entreprise.

Après avoir établi la liste des attentes, nous avons demandé aux clients (au moyen de sondages ou de rencontres individuelles) d'évaluer l'importance de chacun des éléments de cette liste. Ainsi, nous avons pu déterminer l'importance pour nos clients des divers services mis à leur disposition.

D'autre part, de novembre 1991 à juin 1992, nous avons réalisé un processus de consultation publique auprès de groupes à caractère provincial intéressés au domaine de l'électricité. Les discussions ont porté principalement sur quatre grands thèmes : l'efficacité énergétique, les moyens de production, les industries à forte consommation d'électricité et les exportations d'électricité. Quelque 75 groupes y ont participé activement. Les principales préoccupations exprimées par ces derniers figurent au chapitre 3 du présent plan. On trouvera un compte rendu plus détaillé de la consultation dans l'annexe *Rapport de consultation*.

Toute entreprise d'électricité est amenée à implanter des équipements, et ces équipements ont inévitablement des répercussions sur certaines collectivités. À ce propos, Hydro-Québec mène systématiquement des consultations auprès des populations locales afin de minimiser les impacts négatifs de ses projets de centrales ou de lignes et de mieux harmoniser ces derniers avec les attentes des populations. On peut citer, à titre d'exemples, les cas récents des projets Ashuapmushuan et Sainte-Marguerite, sur la Côte-Nord.

C'est dans le même esprit que se déroulent, dans le cadre de la *Convention de la Baie James et du Nord québécois* signée en 1975, nos pourparlers avec les communautés autochtones touchées par nos projets hydroélectriques. Ces projets ont des impacts négatifs, tels la perte de territoires de chasse due à l'ennoiement de terres et les problèmes de mercure dans les réservoirs hydrauliques. Mais nous avons trouvé certaines solutions à ces problèmes en concertation avec les communautés touchées.

De plus, les conditions prévues dans la convention et diverses ententes ultérieures assurent des retombées positives aux communautés concernées. On peut mentionner à cet égard plusieurs changements intervenus parallèlement à la réalisation de la phase I du complexe La Grande : augmentation de la population crie (d'environ 7 000 en 1976 à 12 000 aujourd'hui), amélioration des conditions de vie et des programmes sociaux, mise en place d'infrastructures urbaines et routières, création d'entreprises autochtones, formation de la main-d'oeuvre, instauration d'un programme de sécurité du revenu des chasseurs, pêcheurs et trappeurs.

À l'heure actuelle, nos discussions se poursuivent avec les Atikamekw et les Montagnais, et l'entente-cadre de négociation établie en février 1991 avec les Inuit au sujet du complexe Grande-Baleine permet d'espérer un accord prochain. Par ailleurs, nous avons conclu récemment avec les Cris une entente de principe sur certains projets de la phase II du complexe La Grande, et la communauté de Waskaganish participe aux études d'avant-projet du complexe Nottaway-Broadback-Rupert.

Les Cris remettent actuellement en cause des aspects particuliers de la *Convention de la Baie James et du Nord québécois.* Nous sommes disposés à collaborer à la résolution des problèmes soulevés dans la même tradition de conciliation qui a permis la signature de cette convention, dont le bilan global demeure positif des points de vue social, économique et environnemental.

Le dialogue doit en effet se poursuivre. Néanmoins, nous ne devons jamais perdre de vue les enjeux globaux dont dépend l'avenir de l'électricité au Québec. Il y va des projets et des échéanciers proposés dans le présent plan de développement et, par conséquent, des options que l'ensemble des Québécois et des Québécoises sont invités à privilégier. Dans ce contexte, nous ne pouvons que souhaiter des règlements politiques d'ensemble qui, à l'instar de la convention de 1975, sauraient assurer à toutes les parties en présence la réalisation de leurs aspirations et la poursuite de leur développement, et cela, dans toutes les régions du Québec.

Enfin, nous comptons être plus proactifs en matière de communication non seulement au Québec mais aussi au niveau international. Dans ce dernier cas, nous accentuerons nos efforts en vue de faire connaître clairement la position de l'entreprise dans tous les dossiers qui ont des répercussions à cette échelle.

Une entreprise de service

2

Fournisseur d'électricité de la province, Hydro-Québec est résolue à satisfaire totalement les attentes de la population, des entreprises et des institutions. Ces attentes concernent non seulement la qualité du produit et du service à la clientèle, mais aussi, plus globalement, l'ensemble des effets directs et indirects que nos activités peuvent avoir sur la qualité de vie des clients et le mieux-être de la collectivité.

Nous n'avons pas toujours été pleinement à la hauteur de ces attentes. À la fin des années 80, nous avons fait un diagnostic sévère de notre performance, qui nous a amenés à revoir nos pratiques en profondeur. Et à prendre un nouvel élan.

Les chiffres témoignent de l'ampleur du redressement effectué au cours des dernières années. Ainsi, le temps moyen d'interruption par client par année, à l'exclusion des événements exceptionnels, est passé de 6,5 heures en 1989 à 5,3 heures en 1991. À cet égard, nous sommes en bonne voie de réaliser l'objectif fixé dans notre dernier plan de développement, qui était de rejoindre la moyenne des entreprises d'électricité canadiennes d'ici à 1995. L'accessibilité de nos services téléphoniques s'est aussi considérablement améliorée, le taux d'appels traités passant de 66 % à la fin de 1989 à plus de 90 % au deuxième trimestre de 1992. Nos efforts ont été reconnus : le taux de satisfaction globale de notre clientèle est passé de 62 % en moyenne pour l'année 1990 à près de 85 % pour les neufs premiers mois de 1992, avec un sommet de 90 % au cours de l'été.

Si nous voulons nous démarquer comme entreprise, nous devons cependant aller beaucoup plus loin.

C'est dans cette optique que nous avons lancé en 1990 un programme ambitieux : le Défi performance. De quoi s'agit-il ? D'une profonde révision de nos pratiques et de nos structures axée sur le principe de la qualité totale, qui nous engage à satisfaire le client totalement et au moindre coût. Notre réussite dépendra avant tout de la mobilisation et du savoir-faire des hommes et des femmes qui composent notre personnel. Nous avons déjà mis en place des moyens pour mieux cerner et combler les besoins de notre clientèle, et nous entendons poursuivre dans cette voie.

Nous voulons que d'ici à l'an 2000, notre clientèle reconnaisse Hydro-Québec comme la meilleure entreprise d'électricité au Canada pour la qualité de ses services. Telle est notre vision d'avenir. Pour y parvenir, nous devrons assurer une gestion optimale de nos coûts afin d'offrir toujours le meilleur rapport qualité-prix à notre clientèle, en fonction de ses attentes.

Les pages qui suivent définissent les enjeux majeurs reliés aux attentes exprimées par notre clientèle ainsi que les orientations que nous proposons pour y faire face. Certaines questions, comme la nature des services offerts ou le rapport qualité-prix, pourraient faire l'objet de consultations auprès de la clientèle au cours des prochaines années. Par ailleurs, l'engagement de performance que nous déposerons au début de 1993 fera le point sur notre performance au cours de la période 1990-1992 et présentera les cibles d'amélioration que nous nous engagerons à atteindre d'ici à 1995.

Le présent chapitre porte sur les points suivants :

- la qualité du service à la clientèle ;
- la qualité du produit ;
- la responsabilité environnementale et sociale de l'entreprise ;
- les ressources humaines et la gestion ;
- la recherche et développement ;
- les investissements requis.

Nous traitons la question du prix de l'électricité au chapitre 5, puisque ce prix est tributaire des choix et des orientations qui seront retenus à la fois en matière de services et en matière d'offre et de demande.

2.1
La qualité du service à la clientèle

Notre clientèle s'attend à un service prévenant et personnalisé, à une action rapide et à des conseils judicieux en matière d'utilisation de l'électricité. À cet égard, nous nous sommes donné deux orientations.

Orientation 1
Continuer d'améliorer le service de base et le personnaliser davantage.

Dans le plan de développement 1990-1992, nous nous étions fixé un certain nombre d'objectifs d'amélioration. Les objectifs touchant la rapidité des raccordements et l'accès téléphonique ont été atteints, et nous maintiendrons ces acquis. Nous poursuivrons également nos efforts en vue d'accroître la régularité de la relève des compteurs et la proportion de clients rejoints par les préavis d'interruption lorsque des arrêts de service s'imposent pour permettre certains travaux. De plus, nous améliorerons la qualité de nos communications en misant davantage sur la courtoisie, la clarté et la compétence.

D'autre part, nous nous efforçons de personnaliser davantage nos rapports avec nos clients. De plus en plus, ces derniers exigent d'être servis en fonction de leurs besoins et de leurs caractéristiques spécifiques. Nous réévaluons notre stratégie de service à la clientèle dans cette optique. Cette stratégie tiendra compte de plusieurs variables, notamment la répartition géographique de notre clientèle ainsi que ses caractéristiques démographiques et socioculturelles. Les attentes peuvent en effet varier considérablement selon qu'il s'agit d'une personne en situation financière précaire, d'un nouvel immigrant, d'un client commercial ou encore d'un service prioritaire (hôpital, police, service d'incendie). Par ailleurs, la proportion de certains groupes, notamment les allophones et les personnes âgées, va s'accroître par rapport à l'ensemble de la clientèle. Nous devrons également examiner la possibilité de réaménager nos services, par exemple de regrouper une partie de notre effectif, en vue d'offrir un meilleur service au moindre coût. Les activités nécessitant des contacts directs avec la clientèle resteront toutefois le plus près possible de cette dernière.

Pour améliorer la qualité de notre service, il faut poursuivre la formation de notre personnel en contact avec la clientèle. Nous améliorons actuellement ses instruments de travail, notamment par l'utilisation de nouvelles technologies (messagerie vocale, télélecture, etc.) en nous inspirant des entreprises les plus performantes dans ce domaine.

Orientation 2

Aider davantage le client à gérer sa facture et à contrôler sa consommation.

La grande majorité de nos clients résidentiels ont choisi l'électricité pour le chauffage des locaux et de l'eau. En effet, plus de 70 % des foyers québécois se chauffent à l'électricité, ce qui dépasse largement la moyenne des autres provinces. L'électricité est donc un élément important de leur budget, surtout en hiver. Notre clientèle s'attend à ce que nous l'aidions à mieux gérer les fortes variations saisonnières de la facture d'électricité. Par ailleurs, une proportion croissante de clients de tous les secteurs – résidentiel, commercial, institutionnel et industriel – perçoivent les représentants de leur compagnie d'électricité comme les conseillers les plus qualifiés en gestion de l'énergie.

Nous fournissons à nos clients, dans le cadre du Projet d'efficacité énergétique, les conseils et les programmes nécessaires pour leur permettre de limiter et de gérer plus efficacement leur consommation d'électricité.

Au cours des dernières années par ailleurs, nous avons incité nos clients à adopter le mode de versements égaux pour le règlement de leur facture. Le taux d'adhésion à ce programme est passé de 9 % en 1989 à 26 % en 1992. Nous continuerons d'améliorer le programme et nous y ajouterons la promotion des prélèvements automatiques.

Pour ce qui est des clientèles commerciale, institutionnelle et industrielle, nous voulons qu'elles tirent le maximum de leur relation avec l'entreprise. Nous serons plus proactifs pour expliquer les écarts de consommation anormalement prononcés. Nous effectuerons des visites annuelles pour discuter des contrats et fournir l'aide technique nécessaire afin de permettre à ces clients de mieux gérer leur consommation et de réduire leur facture. En outre, nous poursuivrons nos activités de formation auprès des professionnels de la construction et d'autres personnes intervenant dans le domaine de l'efficacité énergétique, nous réaliserons des projets de démonstration technologique et nous poursuivrons nos travaux de recherche et développement.

2.2
La qualité du produit

Les attentes de notre clientèle concernant la qualité du produit comportent deux aspects : la continuité du service et la qualité de l'onde électrique. D'une part, elle souhaite une réduction des pannes (interruptions dues à des événements fortuits) ainsi que des interruptions planifiées (arrêts de service nécessaires à l'exécution de certains travaux). D'autre part, elle souhaite aussi une plus grande stabilisation de l'onde électrique, dont les perturbations peuvent affecter le fonctionnement de certains de ses équipements, par exemple les équipements informatiques.

Orientation 3
Poursuivre l'amélioration de la continuité du service.

Différents programmes ont été lancés en 1989 en vue d'améliorer les réseaux de distribution et de transport. Nous avons également mis en place, à la même époque, un programme d'amélioration de la maintenance. Près de 1 milliard de dollars ont ainsi été consacrés à ces programmes au cours de la période 1990-1992.

Ces efforts ont donné des résultats : le temps moyen d'interruption par client par année, qui comprend à la fois les pannes et les interruptions planifiées, a fortement diminué sur l'ensemble de nos réseaux.

Mais il reste encore beaucoup à faire, comme le montre le tableau suivant, qui compare notre performance à celle de 14 autres membres de l'Association canadienne de l'électricité (ACE).

Tableau 1

Temps moyen d'interruption par client par année (en heures)

	1989	1991
Hydro-Québec	*14,6* (6,5)*	*6,6 (5,3)*
*Moyenne de 14 autres membres de l'ACE***	*3,5*	*3,8*

Les chiffres entre parenthèses sont les résultats normalisés, qui excluent les événements exceptionnels dépassant les critères de conception du réseau.
* Incluant la panne générale de 8,1 heures sur le réseau de transport en 1989.
** Données tirées du rapport annuel de l'ACE.

Nos interventions portent à la fois sur le réseau de distribution et sur les équipements de production, de transport et de télécommunications. Dans tous les cas, nous entendons fournir un produit de qualité au meilleur coût possible.

La distribution

Les défectuosités d'équipement étant une source majeure de pannes, nous mettrons l'accent sur les procédures d'assurance de la qualité, dont l'objet est d'assurer que toutes les activités sont bien faites la première fois, au moindre coût et à la pleine satisfaction du client. Nous miserons notamment sur l'achat de matériel d'une qualité encore plus élevée et sur une plus grande rigueur dans l'installation des équipements sur notre réseau.

Notre rapidité d'intervention est un facteur déterminant lorsqu'une panne se produit sur le réseau de distribution. Étant donné la longueur et la dispersion géographique de ce réseau, nous cherchons à automatiser davantage nos interventions. Entre autres, nous accélérerons l'installation de la télécommande de ligne sur le réseau aérien et son intégration aux diverses fonctions automatisées des centres d'exploitation.

De plus, afin de réduire le nombre d'interruptions planifiées nécessaires aux travaux de construction ou de maintenance, nous utiliserons des téléopérateurs, appareils qui permettent d'intervenir sur des équipements sous tension.

Dans les centres urbains, nous renforcerons la fiabilité et la souplesse d'exploitation des réseaux souterrains grâce à la modernisation de leur architecture et à l'application de nouveaux critères de construction récemment mis au point.

En ce qui concerne notre réseau de transport, l'application progressive des nouveaux critères de conception, notamment l'installation de la compensation série, augmente de façon sensible sa fiabilité. Nous devons en effet transporter l'énergie sur de grandes distances, étant donné l'éloignement de nos centrales hydroélectriques. Notre réseau de transport est ainsi exposé à des phénomènes électriques qui peuvent nuire à son bon fonctionnement. La compensation série vise à réduire ces inconvénients et à augmenter de ce fait la robustesse du réseau. Ce projet, lancé en 1989, est en voie d'implantation et se terminera en 1996.

Nous réduirons encore davantage les risques de pannes sur le réseau de transport par une meilleure gestion de la qualité et de la maintenance des équipements installés et par la présence d'équipements de réserve aux points névralgiques du réseau. Par ailleurs, grâce à des systèmes automatisés d'analyse du comportement des équipements, la maintenance effectuée de façon systématique est progressivement remplacée par une maintenance selon les besoins. Dans l'ensemble, nos interventions viseront en priorité les installations stratégiques.

Orientation 4

S'assurer que la qualité de l'onde électrique répond pleinement aux exigences de fonctionnement des équipements des clients.

Les fluctuations de l'onde électrique affectent le fonctionnement de certains équipements de plus en plus répandus chez nos clients, tels que les équipements informatiques. Ce phénomène n'a rien d'exceptionnel : il est commun à la plupart des réseaux électriques dans le monde. Il provoque entre autres des pertes de production chez nos clients industriels.

Nous participons actuellement à l'élaboration d'un protocole canadien de mesure de ces perturbations, essentiel pour influencer les fabricants de matériel électrique. De plus, nous suivons de près les études menées par de nombreux organismes spécialisés en vue d'établir des normes dans ce domaine.

Parallèlement, nous comptons poursuivre la concertation entreprise en 1990 avec nos clients industriels et les partenaires concernés pour réduire ou éliminer les pertes de production causées par les fluctuations de l'onde électrique. Selon le cas, des correctifs sont apportés aux équipements du client ou à nos installations.

2.3 La responsabilité environnementale et sociale

Par la nature et l'ampleur de ses activités, Hydro-Québec joue un rôle de premier plan au sein de la société québécoise. En tant que fournisseur d'électricité de la province, elle a d'importantes responsabilités envers la collectivité et envers son cadre de vie. Nous entendons assumer pleinement nos responsabilités environnementales et sociales, que nous considérons comme une partie intégrante de notre raison d'être.

À cette fin, nous proposons de mettre en oeuvre un certain nombre d'orientations qui concernent la santé de la population, la sécurité du public ainsi que la protection de la qualité de vie et du milieu naturel. Les impacts reliés à l'implantation de nouveaux moyens de production sont traités aux chapitres 3 et 4. Par ailleurs, nous entendons continuer de maximiser les retombées économiques de nos activités en soutenant nos fournisseurs québécois de diverses façons et en encourageant les efforts de recherche dans d'autres établissements québécois.

Orientation 5
Protéger la santé de la population.

Nous devons nous assurer que les produits employés dans l'exploitation et l'entretien de notre réseau n'aient pas d'impacts sur la santé de la population et sur l'environnement. Nous devons aussi soutenir la recherche visant à préciser les connaissances dans certains domaines, comme les champs électrique et magnétique et le mercure.

Nous nous employons à diminuer les risques environnementaux par la gestion de toutes les matières susceptibles de nuire à la santé des populations humaine, animale et végétale. Cette gestion suit généralement plusieurs étapes : identification, retrait, conditionnement (décontamination, élimination, etc.) et stockage. Nous participons au programme BPC-Québec mis sur pied par le ministère de l'Environnement du Québec, qui vise l'élimination des BPC dans la province. Nous avons déjà retiré de notre réseau la quasi-totalité des appareils contenant des BPC ; ils ont été entreposés en toute sécurité dans des endroits conformes aux normes gouvernementales. Au cours des prochaines années, nous décontaminerons systématiquement les produits et les appareils qui contenaient des BPC.

À l'heure actuelle, le combustible irradié de la centrale nucléaire de Gentilly-2 est entreposé dans un bassin spécial à l'intérieur de la centrale. Ce bassin a une capacité suffisante pour nous permettre d'y entreposer le combustible irradié jusqu'en 1994. Au-delà de cet horizon, nous aurons besoin d'un bâtiment additionnel. À cet égard, nous finalisons actuellement des études qui seront soumises à la Commission de contrôle de l'énergie atomique ainsi qu'au ministère de l'Environnement du Québec.

Dans le domaine des champs électrique et magnétique, nous réalisons depuis 1975 des études visant à caractériser l'exposition à ces champs et à connaître leurs effets sur la santé. Nous participons aussi, depuis 1988, à une étude épidémiologique portant sur un échantillonnage important. Cette étude est faite en collaboration avec Électricité de France et Ontario Hydro, et ses résultats seront connus en 1993. Nous participons enfin à des recherches en laboratoire en collaboration avec Santé et Bien-être Canada, Ontario Hydro et l'Institut Armand-Frappier. Ces études contribuent à l'effort international visant à parfaire les connaissances sur les effets biologiques des champs électrique et magnétique.

En ce qui a trait à l'accumulation du mercure dans la chair des poissons pêchés dans nos réservoirs, nous exerçons un suivi constant de l'évolution des teneurs de mercure et de la qualité de l'eau des réservoirs. Le taux de mercure, qui est élevé au moment de la création des réservoirs, diminue avec le temps. Nous poursuivrons également nos travaux de recherche sur la problématique du mercure. Ces derniers portent sur les sources du mercure, sa transformation, son cheminement et sa bioaccumulation, de même que sur son origine dans les écosystèmes lacustres et terrestres et son évolution historique.

Orientation 6
PROMOUVOIR DAVANTAGE LA SÉCURITÉ PRÈS DE NOS INSTALLATIONS.

Chaque année, des particuliers ou des travailleurs d'entreprises externes s'exposent à des chocs électriques lors de travaux – comme l'élagage d'arbres ou la pose d'antennes – effectués près de nos installations.

Il est donc essentiel que nous poursuivions nos efforts de prévention et de sensibilisation. Nos communications seront encore mieux ciblées et mieux structurées et elles seront axées notamment sur les règles de sécurité applicables aux travaux effectués près des lignes électriques. De plus, nous prendrons toutes les mesures appropriées pour réduire davantage nos délais d'intervention à la suite de demandes d'assistance du public.

Orientation 7

PROTÉGER LA QUALITÉ DE VIE ET LE MILIEU NATUREL, ET MIEUX GÉRER NOS REBUTS D'EXPLOITATION.

Nous tâchons de diminuer les nuisances causées par certaines de nos installations, par exemple le bruit des transformateurs. Nous veillons aussi à ce que nos équipements s'intègrent mieux à leur environnement du point de vue visuel. Nous utilisons déjà la distribution souterraine dans les zones à forte densité pour des raisons techniques et d'encombrement. Dans les autres zones, nous y avons recours lorsque les municipalités ou les promoteurs assument l'écart de coût entre un réseau aérien et un réseau souterrain. Cet écart est important et nous examinons différentes options techniques pour le diminuer. Par ailleurs, nous verrons à éliminer les retards accumulés dans la réalisation des réseaux souterrains et à répondre rapidement aux nouvelles demandes. Enfin, nous menons actuellement une expérience pilote en vue d'intégrer davantage des considérations d'ordre visuel et environnemental au processus d'implantation du réseau aérien de distribution.

Nous accentuerons aussi nos efforts pour limiter les dommages à la propriété des clients lors des interventions de nos équipes sur le réseau de distribution, et pour réparer promptement ces dommages lorsqu'il ne sera pas possible de les éviter.

En ce qui concerne la gestion des plans d'eau, nous continuerons d'intervenir cas par cas pour tenir compte des attentes des autres utilisateurs. À cet effet, un inventaire des différents usages des plans d'eau est mis à jour périodiquement.

Nous favorisons l'utilisation multiple de nos installations et de notre patrimoine technologique. Plusieurs centrales, postes et lignes de transport désaffectés possèdent un potentiel récréatif non négligeable et certains bâtiments pourraient être utilisés par les collectivités locales. Nous disposons de plusieurs inventaires et études de nos installations historiques. Nous favorisons également une utilisation multiple des installations en service en collaboration avec les communautés, lorsqu'une telle utilisation est compatible avec l'exploitation de la ressource hydraulique. Il est possible, par exemple, de rendre certains sites accessibles au public en les adaptant à la tenue d'activités récréatives ou éducatives.

La gestion des rebuts d'exploitation

Nos activités produisent des quantités importantes de matériel de rebut : conducteurs d'aluminium et de cuivre, transformateurs, huiles isolantes, etc. Autant d'objets et de matières qui peuvent être cause de gaspillage ou de pollution s'ils ne sont pas traités de manière judicieuse.

La gestion des rebuts d'exploitation est une responsabilité qui nous incombe en tant qu'entreprise soucieuse à la fois d'efficacité et de respect de l'environnement. Notre orientation dans ce domaine devra s'inspirer des meilleures pratiques de l'heure. Les équipements jugés récupérables seront réutilisés après reconditionnement, et les matières qui se prêtent au recyclage, réintégrées dans les processus de production d'autres entreprises.

Au cours de 1993, nous entendons élaborer une stratégie d'ensemble concernant la gestion des rebuts d'exploitation, sur une base commerciale et en partenariat avec l'industrie. Dans un premier temps, nous favoriserons le recyclage des métaux non ferreux, notamment l'aluminium et le cuivre, contenus dans certains de nos équipements (transformateurs et lignes de transport et de distribution).

Orientation 8

Maximiser les retombées économiques de nos activités.

Hydro-Québec contribue au développement économique de la province de plusieurs façons. Elle soutient de nombreux emplois par ses activités de construction, d'exploitation et de commercialisation et contribue également au développement industriel du Québec ; ces questions sont abordées dans les chapitres 3 et 4 et traitées en détail dans l'annexe *Contribution au développement économique du Québec*. L'entreprise joue aussi un rôle important par sa politique d'achat et par son appui à la recherche et développement.

Notre politique d'achat de biens et de services comporte plusieurs axes. Elle vise d'abord à accroître le contenu québécois de nos achats chaque fois que c'est possible, sans toucher la qualité ni le coût de nos approvisionnements. Elle vise ensuite à déterminer un nombre adéquat de fournisseurs québécois dans chaque catégorie d'achat afin de maintenir une saine concurrence. Nous cherchons également à développer un partenariat plus étroit avec nos fournisseurs et les incitons à adopter des critères de qualité de plus en plus élevés. Enfin, nous encourageons les fournisseurs québécois à poursuivre leurs efforts de R et D afin de nous fournir des équipements à la fine pointe de la technologie, qui les rendront eux-mêmes plus concurrentiels sur les marchés extérieurs.

Nous continuerons par ailleurs de promouvoir la commercialisation de notre savoir-faire au niveau international par l'intermédiaire de notre filiale Hydro-Québec International et en collaboration avec des partenaires québécois.

2.4 Les ressources humaines et la gestion

Les principaux avantages stratégiques d'une entreprise de service sont le savoir-faire et la mobilisation de son personnel. Cette réalité nous pose trois grands défis. D'abord, nous devons favoriser l'adhésion de tous les membres de notre personnel à la culture de la qualité. Ensuite, nous devons gérer leur savoir-faire de façon optimale. Enfin, nous devons leur donner les moyens d'améliorer leur efficience de façon continue. Pour relever ces défis, nous nous fixons cinq orientations à long terme.

Orientation 9

Assurer la pleine adhésion du personnel à la culture de la qualité.

Il importe qu'Hydro-Québec améliore la qualité de ses services de façon continue et au meilleur coût. Notre personnel est conscient de cette exigence.

Le Défi performance, lancé à la fin de 1990, a commencé à introduire dans toutes les activités de l'entreprise les principes fondamentaux de la gestion intégrale de la qualité : l'orientation clients, la gestion en fonction des faits, le respect des personnes, l'amélioration continue. Près d'une centaine d'équipes d'amélioration composées d'employés et d'employées sont déjà à l'oeuvre dans toutes les régions et au siège social.

Le Défi performance a déjà produit des améliorations notables quant au climat d'échange et de coopération avec les syndicats. Mais le changement des mentalités est une oeuvre de longue haleine.

Les tensions qui ont longtemps marqué nos relations de travail ont donné lieu à des ententes complexes qui alourdissent la gestion de l'entreprise. L'établissement de relations empreintes de respect mutuel, d'écoute et de confiance entre gestionnaires et employés est donc une priorité, même si cela exige un effort important de toutes les parties.

Nous entendons par ailleurs instaurer un processus d'écoute du personnel. Nous pourrons ainsi mieux intégrer le point de vue des employés quant aux moyens qu'ils jugent nécessaires pour mieux effectuer leur travail auprès de la clientèle.

Orientation 10
METTRE EN VALEUR LE SAVOIR-FAIRE DE NOTRE PERSONNEL.

Hydro-Québec intensifie ses efforts de formation depuis plusieurs années. Les dépenses à ce chapitre pour l'ensemble de notre personnel ont atteint près de 47 millions de dollars en 1991.

On observe cependant des lacunes du côté de la relève. Nos programmes de formation ont entraîné, particulièrement dans le groupe d'emplois Bureau, une mobilité telle que l'entreprise ne bénéficie pas toujours de l'expertise acquise lors d'un apprentissage. Nous considérons la mobilité au sein de l'entreprise comme un élément essentiel de la mise en valeur du savoir-faire : elle doit permettre un cheminement de carrière motivant basé sur l'apprentissage. Par ailleurs, elle doit aussi permettre à l'entreprise de bénéficier pleinement des connaissances acquises par l'employé ou l'employée d'un poste à l'autre. Cette question fait actuellement l'objet de discussions avec les syndicats en vue de trouver des solutions à moyen et à long terme.

Les exigences relatives à la plupart des emplois évoluent en fonction des besoins de notre clientèle et des progrès de la technologie. Les qualifications du personnel appelé à occuper ces emplois doivent évoluer en conséquence. Nous continuerons de favoriser la promotion interne de nos employés, tout en nous assurant que leurs qualifications s'ajusteront aux exigences de leur nouvel emploi. À cette fin, nous procéderons notamment à un inventaire permanent du savoir-faire stratégique de notre personnel de façon à mieux mesurer les écarts entre les besoins de l'organisation et l'expertise des ressources internes disponibles. Nous maintiendrons aussi notre collaboration avec les établissements d'enseignement externes afin de garder à jour et d'améliorer la formation de base de notre personnel, et de tenir compte de certains besoins de spécialisation.

Ces efforts s'accompagneront d'une meilleure planification de la relève dans les secteurs d'activité où la moyenne d'âge est élevée.

Orientation 11
METTRE EN PLACE UNE STRUCTURE ET UN MODE DE GESTION PLUS EFFICACES.

Nous avons entrepris un réaménagement en profondeur de nos structures. Notre but : restructurer les secteurs, les régions et le siège social en fonction des besoins de la base, en rapprochant les décisions le plus près possible des clients. Nous souhaitons également renforcer le leadership stratégique et technique des unités corporatives, augmenter l'autonomie des unités opérationnelles et responsabiliser davantage ceux et celles qui ont à répondre directement aux attentes de la clientèle.

En 1990, nous avons scindé le groupe Exploitation en deux groupes spécialisés : le groupe Clientèle et Distribution et le groupe Production, Transport et Télécommunications. Depuis septembre 1992, chacun des 53 secteurs (unités de base) de nos 10 régions administratives est donc lui aussi spécialisé, et chargé d'une seule mission. Cette réorganisation touche au total 18 000 employés et employées.

Par ailleurs, au cours des trois prochaines années, nous réduirons les postes d'encadrement régional et augmenterons parallèlement les postes directement reliés aux besoins de la clientèle dans les secteurs. La réorganisation des unités corporatives se fera dans la même optique. La réorientation des rôles corporatif et opérationnel ainsi que la recherche d'une plus grande efficacité dans toutes nos activités impliquent un redéploiement des ressources et de l'effectif dans toute l'entreprise. De façon générale, nous ajusterons constamment la taille de notre effectif à la charge de travail en nous appuyant sur des comparaisons avec d'autres entreprises performantes.

Nous réorienterons aussi nos pratiques de gestion en fonction des exigences de la qualité totale. Chaque unité administrative établira clairement ses propres relations clients-fournisseurs et ses propres processus de travail. Elle définira également ses procédures d'assurance de la qualité, dont l'objet est d'assurer que toutes les activités sont bien faites la première fois, au moindre coût et à la pleine satisfaction des clients.

Nous favorisons la participation, l'innovation, la responsabilisation et le travail d'équipe. Nous encouragerons la reconnaissance des performances individuelles et d'équipe. Nous verrons aussi à ce que le personnel en contact avec la clientèle ait la marge de manoeuvre voulue pour satisfaire les demandes des clients.

Nous simplifierons la gestion des régimes applicables aux ressources humaines afin de mieux soutenir les orientations et les stratégies de l'entreprise.

Orientation 12
AMÉLIORER LA SÉCURITÉ AU TRAVAIL.

Malgré les progrès enregistrés ces dernières années en matière de sécurité au travail, notre performance laisse encore beaucoup à désirer. Cette situation n'est pas satisfaisante pour notre personnel et occasionne des coûts élevés.

Nous mettrons en place des programmes de prévention mieux ciblés et nous intégrerons davantage les préoccupations de sécurité à la conception et à la modification des composants du réseau. Enfin, nous adopterons, pour l'exécution de travaux à risques, des techniques de travail plus sécuritaires, tel le recours à la robotique dans les réseaux de distribution aériens et souterrains. L'ensemble de notre démarche en matière de sécurité au travail se déroule en concertation avec les syndicats.

Orientation 13
ASSURER UNE MEILLEURE REPRÉSENTATION DES FEMMES ET DES MEMBRES DES MINORITÉS AU SEIN DE NOTRE PERSONNEL.

La composition actuelle de notre personnel reflète mal la composition de l'ensemble de la population québécoise. Les femmes et les membres des minorités forment un bassin de talents sous-utilisés et désireux de s'intégrer pleinement à la vie économique. Hydro-Québec a réalisé des progrès importants dans le domaine de la représentation féminine, par le biais de programmes précis et d'objectifs quantitatifs endossés par les gestionnaires. Cependant, il reste beaucoup à faire. Le taux de représentation du personnel féminin permanent est passé de 19,8 % en 1989 à 21,2 % en 1991 et notre objectif ferme est d'atteindre 30 % d'ici à 1999.

Nous étendrons progressivement cette approche aux autochtones, aux minorités ethniques et aux personnes handicapées. Nous entendons poursuivre l'intégration d'autochtones à notre effectif d'exploitation et notamment le programme en cours pour l'embauche et la formation de Cris. En ce qui concerne les minorités ethniques et les personnes handicapées, nous mènerons des études sur leur représentativité au sein de l'entreprise et sur leur disponibilité sur le marché du travail en vue de mettre en place des mesures d'embauche appropriées.

2.5
La technologie

Afin de soutenir ses actions et ses orientations, Hydro-Québec consacre entre 1,7 et 1,9 % de son chiffre d'affaires à la recherche et développement (R et D) depuis 1988, et entend porter cette proportion à 2 % d'ici à l'an 2000. Pour l'ensemble des entreprises québécoises, la part de la R et D est de l'ordre de 1,4 à 1,5 %.

Orientation 14
Viser à consacrer 2 % de notre chiffre d'affaires à la R et D.

En 1991, Hydro-Québec se situait au huitième rang de l'ensemble des entreprises canadiennes pour ce qui est de l'importance relative de son budget de recherche et développement. Au niveau mondial, elle se compare aux autres grandes entreprises publiques d'électricité, à l'exception des entreprises japonaises, qui investissent proportionnellement près de deux fois plus en R et D.

La R et D à court et à moyen terme

La recherche et développement à court et à moyen terme représente 77 % de nos activités de R et D. Au cours des prochaines années, elle sera surtout axée sur la continuité du service et la qualité de l'onde, l'exploitation du réseau et l'utilisation de l'énergie.

De façon plus spécifique, nos efforts porteront sur les technologies reliées à l'efficacité énergétique et les outils de gestion du réseau, sur le vieillissement des équipements et la maintenance préventive conditionnelle, sur les outils de planification et de conception des installations et sur la conception de mesures d'atténuation environnementale.

Nos efforts de R et D, de 1993 à 1995, se répartiront comme suit :

Continuité du service et qualité de l'onde	*29 %*
Exploitation du réseau	*26 %*
Utilisation de l'énergie	*17 %*
Productivité	*11 %*
Environnement	*11 %*
Santé et sécurité	*6 %*

La R et D à long terme

À long terme, nous comptons poursuivre nos efforts de R et D dans les filières les plus prometteuses et effectuer les études requises afin de faciliter les choix technologiques de l'entreprise.

En ce qui concerne l'exploitation du réseau, deux filières offrent un potentiel intéressant à long terme et font actuellement l'objet de projets de R et D. Il s'agit de la robotique et de la supraconductivité. Pour ce qui touche l'offre et la demande d'électricité à long terme, nos axes de recherche porteront sur les accumulateurs à électrolyte polymère (ACEP), l'hydrogène et la fusion nucléaire.

De plus, nous élargirons notre champ de recherche et développement pour faire une plus large place aux travaux dans le domaine de l'efficacité énergétique, en concentrant nos efforts sur les éléments les plus susceptibles d'intéresser notre clientèle ainsi que sur d'autres moyens de production de l'énergie, tels que l'éolienne et la pile photovoltaïque.

La gestion de la R et D

Orientation 15
Favoriser le maillage avec les industries, les universités et les centres de recherche.

Hydro-Québec n'assume pas seule les risques financiers associés aux travaux de R et D portant sur les filières à long terme : ces activités sont financées dans une proportion de 50 à 60 % par des partenaires universitaires, industriels et gouvernementaux. Ce mode de collaboration permet de cristalliser l'expertise québécoise, canadienne et même mondiale autour de projets qui présentent un intérêt certain pour l'entreprise.

Nous associerons également les universités, les centres de recherche et les industries au développement et à l'implantation de nouvelles technologies, par le biais de partenariats scientifiques ou industriels, d'entreprises conjointes et d'ententes de commercialisation basées sur des brevets ou des licences, et par l'exploitation optimale des filiales commerciales existantes. Nous finançons en outre des travaux de recherche extérieurs et des chaires universitaires, et fournissons des services technologiques à nos partenaires.

D'autre part, nous devons assurer une meilleure identification des nouvelles technologies disponibles sur le marché et leur transfert efficace au sein de l'entreprise.

Orientation 16

INTENSIFIER LA COMMERCIALISATION DES PRODUITS TECHNOLOGIQUES DÉCOULANT DE NOS RECHERCHES.

La commercialisation des produits technologiques découlant de nos travaux de recherche a connu une progression intéressante. Cette commercialisation est assurée principalement par le groupe Nouveler, une filiale à part entière, qui investit dans des entreprises existantes ou lance de nouvelles entreprises (les sociétés Cyme International, Vibro-Meter, Ultra-Optec, Automatisation Famic, M3I). Les ventes du groupe Nouveler ont fortement augmenté au cours des dernières années. Le groupe a en effet réalisé des percées importantes sur le marché internationnal en commercialisant des produits reconnus pour leur avance technologique, notamment : des logiciels reliés à la gestion des réseaux électriques et des pannes ; des systèmes de mesure et de surveillance de machines tournantes ; des produits de mesure et d'instrumentation et des systèmes d'affichages graphiques et interactifs.

Nous prévoyons que Nouveler poursuivra sa progression et que d'autres entreprises viendront s'ajouter au groupe dans les prochaines années.

Par ailleurs, nous octroyons des licences à des entreprises du secteur industriel afin de leur permettre d'accroître leur compétitivité ; les revenus de ces licences ont connu une forte progression en 1992. À l'heure actuelle, une soixantaine de licences accordées par Hydro-Québec sont en exploitation.

2.6 LES INVESTISSEMENTS REQUIS

Pour soutenir l'ensemble des activités reliées au service, nous prévoyons investir 19,6 milliards de dollars au cours de la période 1993-2002.

Tableau 2

Investissements reliés au service – Période 1993-2002

(en milliards de dollars)

Distribution	*7,9*
Répartition	*3,3*
Amélioration du réseau	*1,4*
Entretien et remplacement d'équipements	*2,7*
Technologie	*0,5*
Autres	*3,8*
Total	**19,6**

L'offre et la demande d'électricité : les options à long terme

3

La collectivité québécoise est devant deux grandes décisions à long terme en matière d'électricité. D'une part, elle doit décider quels moyens prendre pour continuer de satisfaire ses besoins. D'autre part, elle doit décider s'il faut développer les marchés de l'électricité et, si oui, de quelle façon.

Dans ce chapitre, nous présentons l'éventail des options qui s'offrent au Québec quant aux moyens et aux marchés, afin de nourrir la réflexion et la discussion sur ces grands enjeux. Nous analysons les impacts possibles de ces options et rendons compte des commentaires qu'elles ont suscités au cours de la consultation.

Les grandes décisions sur l'avenir de l'électricité au Québec sont d'une importance fondamentale pour l'ensemble de la société. Il importe qu'elles soient prises en pleine connaissance de cause et à partir de l'information la plus complète possible. En vue d'élaborer le présent document, nous avons mené une première série de consultations sur les choix envisageables en matière d'offre et de demande.

Ce processus, qui s'est déroulé dans un climat serein, aura permis de créer un forum d'échanges fructueux. Les commentaires des participants ont nettement enrichi notre réflexion et contribué à définir nos orientations. Par ailleurs, certaines de leurs suggestions feront l'objet d'analyses qui pourront servir à alimenter le prochain plan de développement. Nous tenons à remercier ici tous les participants et participantes pour leur contribution à ce dialogue vital.

3.1 Les moyens disponibles

Pour satisfaire les besoins à long terme, plusieurs moyens sont à notre disposition :

- l'amélioration du réseau existant ;
- la promotion de l'efficacité énergétique ;
- le remplacement de l'électricité par des combustibles fossiles ;
- l'ajout de nouveaux moyens de production, y compris la cogénération.

Mais avant de passer en revue chacun de ces moyens, il importe d'expliquer clairement trois notions fondamentales à cette discussion : l'*optimisation économique des moyens*, le *coût marginal* et les *externalités*.

L'*optimisation économique* vise à satisfaire les besoins d'électricité par une combinaison de moyens qui représente la meilleure solution du point de vue du coût global.

Le critère de base ici est le *coût marginal* à long terme, c'est-à-dire ce qu'il en coûte pour combler une nouvelle demande par un nouvel équipement. L'optimisation finale doit tenir compte, en outre, de l'ensemble des impacts économiques, environnementaux, sociaux, tarifaires et financiers des moyens utilisés, ainsi que de leurs risques et de leurs délais de réalisation.

L'évaluation du coût marginal à long terme est complexe. Ce coût varie selon chaque composant du réseau (production, transport et distribution) et selon chaque usage que l'on fait de l'électricité (chauffage résidentiel, procédé industriel, etc.). En fait, il s'agit de déterminer le plus précisément possible ce qu'il en coûte pour satisfaire une demande en fonction de toutes ses caractéristiques.

Pour parvenir à l'optimisation économique, il faut que le coût de chaque moyen disponible pour satisfaire les besoins d'électricité soit comparé au coût marginal approprié. Par exemple, pour satisfaire les besoins de chauffage résidentiel, on peut soit réaliser des économies d'énergie, soit construire de nouveaux équipements au coût de 9,2 ¢/kWh (en dollars de 1992). Dans ce cas, l'optimisation économique consisterait à favoriser d'abord les mesures d'économie d'énergie, en mettant en oeuvre celles dont les coûts sont inférieurs ou égaux à 9,2 ¢/kWh.

Cette approche est courante dans le monde de l'électricité. Cependant, elle soulève des questions sur l'évaluation des impacts socio-économiques et environnementaux – positifs ou négatifs – des moyens de production. Ces impacts occasionnent pour la société des coûts ou des bénéfices qu'on appelle *externalités*. Comme exemples d'externalités négatives ou positives, on peut mentionner les émissions atmosphériques des centrales thermiques ou l'ennoiement de terres lié à des centrales hydroélectriques, ou encore les retombées économiques des projets.

Les externalités sont difficiles à chiffrer. À l'heure actuelle, Hydro-Québec ne les inclut pas dans son calcul du coût marginal des différents moyens de production. Aux États-Unis, cependant, il est assez courant d'attribuer un crédit aux économies d'énergie pour tenir compte, dans les calculs, du fait qu'elles permettent d'éviter une certaine quantité d'émissions atmosphériques émanant de centrales thermiques. Ce crédit varie entre 5 et 20 %. Dans la même esprit, les énergies renouvelables, comme l'hydroélectricité, sont généralement favorisées par rapport aux énergies à base de combustibles fossiles.

La question des externalités a fait l'objet de nombreux commentaires au cours de la consultation sur le plan de développement. Plusieurs groupes ont incité Hydro-Québec à amorcer des études sur la question. Certains ont préconisé que l'entreprise commence dès maintenant à tenir compte des externalités, notamment dans le calcul du coût évité par les économies d'énergie, dans l'analyse des différentes filières de production et dans l'évaluation des divers projets de production hydroélectrique.

L'amélioration du réseau existant

L'amélioration du réseau existant est un des moyens dont nous disposons pour satisfaire les besoins d'électricité. Elle vise à augmenter le rendement énergétique des centrales, des postes et des lignes et crée habituellement peu d'impacts environnementaux ou sociaux. Les améliorations que nous pouvons apporter à nos installations seront donc réalisées chaque fois que leurs coûts seront inférieurs ou égaux au coût marginal de nouvelles installations. Cependant, la majorité de ces travaux se feront au rythme du programme de réfection des centrales. Le document *Amélioration du réseau existant* détaille ces mesures.

Par ailleurs, il existe plusieurs façons d'optimiser l'utilisation du réseau par la gestion efficace des interconnexions et des échanges avec les réseaux voisins. L'annexe *Exportations à long terme et utilisation des interconnexions* fournit des précisions à ce sujet.

Certains groupes consultés ont recommandé de réaliser en priorité toutes les améliorations possibles au réseau avant de recourir à d'autres moyens pour équilibrer l'offre et la demande.

L'efficacité énergétique

Le deuxième moyen dont nous disposons pour satisfaire les besoins d'électricité est la promotion de l'efficacité énergétique auprès de notre clientèle. L'efficacité énergétique comprend deux volets : les *économies d'énergie*, qui permettent de reporter la construction de centrales de base ; et la *gestion de la consommation*, qui permet de reporter la construction d'équipements de pointe. L'annexe *Efficacité énergétique* explique en détail les options possibles ainsi que notre méthodologie d'analyse et de planification.

Les économies d'énergie visent à rendre le même service énergétique avec moins d'électricité. Elles ont un grand nombre d'applications possibles : appareils ménagers, systèmes de ventilation, de chauffage et de climatisation des édifices commerciaux, éclairage et moteurs industriels.

Selon nos estimations, les économies d'énergie qui sont techniquement réalisables et qui seraient moins coûteuses que le coût marginal des équipements évités représentent un potentiel de 27,6 TWh à l'horizon 2000. Ce potentiel est relativement moins élevé que celui que l'on observe dans d'autres régions. Il y a à cela trois raisons principales :

- à long terme, le coût marginal du réseau hydroélectrique au Québec est inférieur d'au moins 30 % à celui de réseaux thermiques ou nucléaires ;

- la chaleur dégagée par les appareils électriques peut être utile dans un climat froid comme celui du Québec, ce qui n'est pas nécessairement le cas ailleurs ;

- grâce aux efforts qu'il a consentis dans le passé, le Québec a déjà un niveau d'efficacité énergétique qui se compare avantageusement avec celui du reste de l'Amérique du Nord.

Sur le plan des retombées économiques, les mesures d'économie d'énergie se comparent aux projets hydroélectriques : pour chaque million de dollars dépensés, autant pour l'investissement que pour l'exploitation, elles soutiennent 11,4 emplois directs et indirects, comparativement à 10,8 pour les grands projets hydroélectriques. La majorité des emplois soutenus par les mesures d'économie d'énergie se trouvent dans le secteur tertiaire et sont dispersés sur le territoire québécois.

Sur le plan environnemental, les économies d'énergie soulèvent peu d'impacts. La plupart des préoccupations quant à la qualité de l'air intérieur, l'utilisation de produits isolants, la gestion des déchets et le cycle de vie des produits peuvent être réglées par des mesures appropriées.

Les délais de réalisation de chacun des programmes d'efficacité énergétique sont courts relativement à ceux des projets d'équipement. Cependant, la mise en oeuvre d'un programme global d'efficacité énergétique requiert une approche systématique auprès de la clientèle afin d'assurer la permanence de l'impact des efforts déployés.

Une opinion dominante est ressortie de la consultation au sujet de l'efficacité énergétique : il importe qu'Hydro-Québec aille le plus loin possible dans ce domaine, qu'elle intensifie ses activités et en fasse sa priorité. Plusieurs groupes ont souligné le besoin d'efforts de R et D et d'aide au développement d'une industrie québécoise spécialisée. Par ailleurs, plusieurs participants ont préconisé des moyens plus vigoureux que la seule promotion des économies d'énergie, par exemple une tarification incitative. Certains souhaiteraient des mesures réglementaires ou toute autre mesure qui favoriserait une croissance minimale, voire nulle, de la demande d'électricité. Certains autres, enfin, ont suggéré d'ajouter un crédit aux économies d'énergie dans la comparaison des diverses options disponibles, pour tenir compte des externalités associées à la production d'électricité.

Afin d'éclairer la discussion sur l'efficacité énergétique, nous présentons ci-après trois options possibles pour l'an 2000.

Option A : 9,3 TWh en l'an 2000

L'option A correspond à l'actuel Projet d'efficacité énergétique d'Hydro-Québec. Son objectif pour l'an 2000 est de 9,3 TWh d'économies d'énergie annuelles (soit l'équivalent de la consommation actuelle des clients résidentiels de l'île de Montréal), ce qui se traduit aussi par une économie de 2 000 MW à la pointe. Nous prévoyons toute une gamme de mesures à cette fin : sensibilisation, soutien commercial et technologique, formules de tarification, programmes à contribution financière, recherche et développement ainsi que des activités reliées aux normes et à la réglementation.

Les contributions financières sont un facteur fondamental dans le domaine des économies d'énergie. Si les mesures sont manifestement rentables pour l'ensemble de la société, elles ne le sont pas toujours pour le client individuel, du moins à court terme. Comme le tarif est inférieur au coût marginal pour la plupart des usages, les économies perçues par le client sont moindres que celles de la société.

Afin que les mesures s'avèrent rentables pour la clientèle, nous estimons qu'Hydro-Québec doit assumer en moyenne 60 % des coûts de ces mesures. Une telle contribution entraînera une hausse des coûts de fourniture à court terme. À long terme, toutefois, les hausses seront inférieures ou égales à celles qu'auraient entraînées de nouvelles installations.

Les interventions actuellement prévues pour réaliser l'option A sont rentables pour la société québécoise, pour la clientèle et pour l'entreprise. Selon nos estimations, les ressources financières requises pour atteindre l'objectif de 9,3 TWh d'économies d'énergie annuelles en l'an 2000 s'élèvent à 3 milliards de dollars (en dollars constants de 1992) pour la période 1991-2000, dont 2 milliards de la part d'Hydro-Québec.

À cause de leur nature, les économies d'énergie potentielles ne pourront être réalisées que sur une longue période. En 2010, nous estimons que les économies d'énergie représenteront entre 16 et 20 TWh/an, en supposant une continuité des efforts et une certaine évolution de la technologie. Pour les fins de la planification, nous avons retenu une prévision moyenne de 18 TWh/an (ou 4 000 MW) à l'horizon 2010 . Ainsi, notre potentiel de départ en économies d'énergie serait réalisé à 34 % en 2000 et à 65 % en 2010.

Beaucoup de participants à la consultation se sont dits favorables à cette option, tout en pressant Hydro-Québec de déployer tous les efforts possibles, de manière créative et même vigoureuse, afin de favoriser les économies d'énergie.

Option B : 4,3 TWh en l'an 2000

Dans l'option B, on considère toutes les mesures d'économie d'énergie dont le coût est inférieur au coût marginal. Cependant, on vise à ne financer que les économies d'énergie rentables en fonction des coûts et des revenus d'Hydro-Québec. Cette approche minimiserait l'impact à court terme sur les coûts de fourniture mais entraînerait une augmentation plus importante à long terme. Dans cette option, nous ne financerions pas de programmes d'efficacité énergétique pour certains usages dont le tarif est supérieur au coût marginal. De plus, dans plusieurs cas, notre contribution financière ne serait pas suffisante pour permettre une pénétration significative de nos programmes au sein de la clientèle.

Les groupes consultés ne voient pas cette option d'un oeil favorable, principalement parce qu'elle nécessiterait davantage de moyens de production que l'option A.

Option C : 10,2 TWh en l'an 2000

Selon l'option C, Hydro-Québec choisirait des mesures d'économie d'énergie en fonction du coût évité majoré de 30 %. Le coût évité majoré de 30 % correspond au coût marginal d'un réseau où la production est de source thermique. On ne tient pas compte ici, par conséquent, de l'avantage de la production hydroélectrique sur le plan des coûts.

Les économies d'énergie additionnelles seraient assez limitées cependant, car les nouvelles mesures suscitées par la majoration du coût évité sont beaucoup plus coûteuses. Leur rentabilité pour le client serait nettement inférieure à celle des mesures actuellement visées, et la contribution financière d'Hydro-Québec devrait être portée à environ 75 %. Nous évaluons les économies d'énergie annuelles supplémentaires à 0,9 TWh à l'horizon 2000 et à 1,8 TWh en 2010. Cette option impliquerait une hausse des coûts de fourniture à court et à long terme.

Certains groupes consultés voient dans cette option une bonne façon d'augmenter la valeur des économies d'énergie pour tenir compte des externalités des projets de production.

Le remplacement de l'électricité par des combustibles fossiles

Certaines entreprises, dont Ontario Hydro, visent à satisfaire la demande d'électricité en favorisant l'utilisation par leur clientèle de combustibles fossiles en remplacement de l'électricité. Si Hydro-Québec était obligée d'augmenter la production thermique de base d'une façon permanente en réponse à la croissance de la demande, il serait intéressant sur les plans technique, économique et environnemental de promouvoir ce type de substitution. Pour le chauffage électrique, par exemple, il serait avantageux de remplacer la production thermique, dont le rendement énergétique global ne dépasse pas 45 %, par de la combustion directe chez le client, où le rendement devrait atteindre 80 % avec des systèmes efficaces. C'est pourquoi nous avons déjà mis en oeuvre plusieurs programmes de remplacement dans nos réseaux non reliés, comme celui des îles de la Madeleine. Par contre, dans un réseau hydroélectrique, ce raisonnement ne tient pas.

Étant donné la préférence marquée des clients québécois pour le chauffage électrique, il est peu probable que des programmes de substitution mènent à long terme à un transfert massif vers les combustibles. Les marchés principaux où l'on pourrait envisager une certaine promotion des combustibles, compte tenu des coûts et donc de la rentabilité économique, sont les nouveaux marchés du chauffage (les conversions à venir et les nouveaux bâtiments) et les marchés bi-énergie.

En général, les groupes consultés considéraient la promotion des combustibles en remplacement de l'électricité comme une option peu intéressante, à cause de la pollution atmosphérique qu'elle implique.

L'ajout de moyens de production

L'ajout de moyens de production constitue une autre façon de satisfaire les besoins d'électricité. Les pages qui suivent traitent des filières hydroélectrique, thermique et nucléaire et des nouvelles sources d'énergie. L'annexe *Moyens de production* explique en détail les options et leurs caractéristiques.

La filière hydroélectrique

Il existe un potentiel économiquement aménageable de 18 600 MW ou 100 TWh sur les grandes rivières du Québec, dans des complexes comme Grande-Baleine et Nottaway-Broadback-Rupert et d'autres sites plus petits comme Sainte-Marguerite, Haut-Saint-Maurice et Ashuapmushuan. De plus, la réalisation éventuelle des centrales du Bas-Churchill pourrait offrir une possibilité d'achat de l'ordre de 2 500 MW. Finalement, sur les moyennes et petites rivières du Québec, le potentiel aménageable d'un point de vue strictement technique atteint environ 7 000 MW, mais sa rentabilité reste à démontrer.

La grande majorité des centrales hydroélectriques nécessitent la création de réservoirs, qui servent à régulariser les apports naturels du cours d'eau où elles se trouvent. En stockant l'eau, les réservoirs permettent de produire l'électricité suivant les besoins plutôt qu'en fonction des apports hydrauliques. Sans réservoirs, il faudrait construire des équipements thermiques pour combler la demande de pointe de l'hiver et se protéger contre des périodes de faible hydraulicité. Les réservoirs jouent donc un double rôle : assurer une réserve annuelle, c'est-à-dire emmagasiner l'eau lors des crues pour produire de l'électricité l'hiver ; et assurer une réserve interannuelle, c'est-à-dire emmagasiner l'eau pendant les années de forte hydraulicité pour produire de l'électricité pendant les années de faible hydraulicité.

L'hydroélectricité est le moyen de production le moins cher au Québec. Le coût des futures grandes centrales hydroélectriques varie de 3,5 à 4,6 ¢/kWh (en dollars de 1992). Par sa nature, ce type d'énergie exige de grands investissements. Cependant, le coût d'exploitation des centrales hydroélectriques est beaucoup plus faible que celui de tout autre moyen de production.

Étant donné sa grande intégration à la structure économique du Québec, l'hydroélectricité est le moyen de production qui assure le plus de retombées économiques : environ 11 emplois directs et indirects soutenus pour chaque million de dollars d'investissement et d'exploitation. Les emplois soutenus par la filière hydroélectrique se retrouvent principalement dans le secteur de la construction, nécessairement concentrés sur les sites des centrales, ainsi que dans celui de la fabrication des équipements électriques.

Les projets hydroélectriques et le transport d'électricité associé à ces projets ont des impacts environnementaux et sociaux. Bien que la conception des équipements vise à réduire ces impacts et que plusieurs mesures d'atténuation soient mises en place, certains effets ne peuvent être évités, comme l'ennoiement de terres, l'augmentation temporaire du mercure dans les réservoirs ou l'implantation de grandes lignes de transport. Toutefois, la filière hydroélectrique utilise une ressource renouvelable et ne produit guère d'émissions atmosphériques.

En raison des distances, la filière hydroélectrique nécessite de grandes lignes de transport. Cependant, l'utilisation élargie de la compensation série permettra dans l'avenir de limiter sensiblement le nombre de lignes de transport additionnelles.

En général, la filière hydroélectrique offre peu de flexibilité, particulièrement dans le cas des grands complexes. Ces derniers fournissent en effet la puissance et l'énergie par grands blocs, leurs délais de construction sont relativement longs (les décisions doivent être prises environ huit ans avant la mise en service) et le processus d'obtention des autorisations et des permis s'étale sur quelques années.

La filière hydroélectrique a reçu un appui important de la part des groupes consultés, en raison de son caractère renouvelable. Certains groupes ont proposé qu'Hydro-Québec examine plus à fond les externalités afin d'améliorer la comparaison entre les filières de production. Un certain nombre ont manifesté de l'intérêt pour des études plus détaillées sur les moyennes et les petites rivières. Enfin, certains ont recommandé qu'un classement global des rivières du Québec soit réalisé.

La filière thermique

La filière thermique, qui est basée sur des technologies éprouvées, comprend les centrales thermiques classiques, les centrales à cycle combiné et les centrales de cogénération. Les combustibles utilisés sont le gaz naturel, le mazout, la biomasse, les déchets, le charbon, etc. Dans les réseaux voisins, la majorité des projets de développement sont axés sur cette filière.

Pour les équipements de pointe ou de réserve, le mazout a l'avantage de pouvoir être stocké. Comme filière de base, le gaz naturel serait le combustible de choix pour Hydro-Québec comme pour l'ensemble des entreprises d'électricité d'Amérique du Nord, en raison de son prix, de sa disponibilité et des impacts environnementaux relativement moins importants que dans le cas d'autres combustibles.

Les coûts à long terme de la filière thermique sont nettement plus élevés que ceux de la filière hydroélectrique : nous estimons que l'écart pourrait atteindre près de 50 % en supposant une croissance moyenne des prix du gaz. Le prix du gaz naturel est cependant très variable. Comme il est actuellement bas, l'écart entre le coût de la filière thermique et celui de la filière hydroélectrique se situe plutôt autour de 10 %. Cet écart est calculé en fonction de contrats d'approvisionnement d'une durée de 20 ans qui seraient conclus au prix actuel, ajusté par la suite au taux d'inflation général.

Par rapport aux autres filières, la filière thermique n'implique pas d'aussi grands investissements, mais entraîne des coûts d'exploitation très importants, principalement à cause du prix des combustibles. En outre, elle ne soutient qu'environ quatre emplois directs et indirects par million de dollars d'investissement et d'exploitation – moins que toute autre filière de production.

Les principaux impacts environnementaux de la filière thermique sont la production d'émissions atmosphériques, particulièrement de gaz à effet de serre, et l'utilisation de ressources non renouvelables. Par ailleurs, les centrales thermiques occupent peu de territoire et peuvent être installées près des centres de consommation, ce qui évite la construction de grandes lignes de transport d'électricité. Cependant, elles peuvent nécessiter l'installation de gazoducs et présenter certains risques pour la santé des populations vivant près des centrales.

La filière thermique est relativement flexible : les capacités de production peuvent être modulées selon les besoins, et les délais de réalisation sont d'environ cinq ans seulement. Elle pourrait être utilisée comme filière principale de production ou comme filière d'appoint. Dans les deux cas, il y aurait avantage à l'utiliser de façon flexible, notamment en vue d'optimiser la gestion du parc hydroélectrique, qui est soumis aux variations de l'hydraulicité.

La cogénération (c'est-à-dire la production combinée d'électricité et de vapeur) constitue une option intéressante dans la filière thermique. Son efficacité se situe entre 50 et 80 %, alors que l'efficacité des centrales produisant seulement de l'électricité ne dépasse pas 50 %. La différence vient du fait que, dans le cas de la cogénération, les rejets de chaleur sont transformés en vapeur utilisable par une industrie adjacente à la centrale.

Selon les données actuelles, la cogénération soutient seulement quatre emplois directs et indirects par million de dollars d'investissement et d'exploitation. Elle présente cependant plusieurs avantages pour les industries : intégration aux procédés industriels, réduction du coût des intrants, élimination des déchets industriels. Elle permet aux entreprises d'abaisser leurs coûts énergétiques et d'augmenter, par conséquent, leur compétitivité.

Parmi les groupes consultés, l'idée d'utiliser la filière thermique comme filière principale de production a suscité peu d'adhésion. Toutefois, l'idée de la cogénération a été jugée intéressante dans la mesure où les impacts environnementaux sont acceptables. Certains participants ont cependant émis des réserves au sujet de cette option en raison de la faiblesse relative de ses retombées économiques au Québec.

La filière nucléaire

La filière nucléaire est éprouvée et répandue à travers les pays industrialisés. Hydro-Québec exploite déjà la technologie canadienne CANDU à sa centrale de Gentilly-2. L'industrie nucléaire est gérée de façon très rigoureuse sur le plan de la sécurité et de l'environnement, et elle continue de réaliser de grands efforts de R et D, particulièrement sur le plan de la sécurité.

Pour des raisons techniques et économiques, les centrales nucléaires fonctionnent en régime constant. Elles constituent donc une filière de base et doivent être accompagnées d'équipements de pointe pour répondre aux fluctuations de la demande.

La filière nucléaire implique des investissements élevés mais des coûts d'exploitation plus faibles que ceux de la filière thermique classique. Si l'on compare les coûts unitaires sur une base équivalente, elle coûte 40 % plus cher que la filière hydroélectrique.

La filière nucléaire soutient près de neuf emplois par million de dollars d'investissement et d'exploitation. Les emplois liés à l'exploitation des centrales nucléaires sont hautement qualifiés.

Sur le plan environnemental, le nucléaire se distingue d'abord par le fait qu'il ne produit aucune émission atmosphérique. Par contre, le combustible irradié doit être entreposé à long terme. Pour l'instant, l'entreposage se fait de façon satisfaisante sur les sites des centrales nucléaires. Mais les études se poursuivent pour trouver une méthode définitive d'entreposage. Les centrales nucléaires occupent peu d'espace et peuvent être situées près des centres de consommation, ce qui évite les longues lignes de transport. Cependant, la perception du public à l'égard des risques d'incident constitue un obstacle important.

Cette filière n'est pas flexible : la production doit se poursuivre sur une base constante et les délais de réalisation sont longs, soit entre dix et douze ans.

De façon générale, les groupes consultés ne se sont pas montrés favorables à la filière nucléaire. Quelques-uns s'y sont déclarés très fermement opposés. Cependant, certains ont suggéré qu'Hydro-Québec conserve une expertise technique minimale au cas où le recours à cette filière deviendrait nécessaire.

Les nouvelles sources

Parmi les nouvelles sources d'énergie, l'énergie éolienne semble la plus intéressante à long terme pour le Québec à cause de sa disponibilité et de son coût. En comparaison, l'énergie solaire coûte très cher comme moyen de production d'électricité et sa disponibilité correspond mal aux besoins du Québec.

La filière éolienne a marqué de grands progrès en Europe et en Californie où, depuis dix ans, elle a considérablement évolué sur le plan de la fiabilité et des coûts. Techniquement, c'est aujourd'hui une filière bien établie.

Au Québec, il existe quelques zones potentiellement intéressantes pour l'exploitation de cette filière, mais elles sont surtout situées à la périphérie du réseau principal.

L'intégration de la filière éolienne au réseau principal ne semble pas économiquement intéressante. Le coût de production de l'énergie éolienne se situe entre 6 et 7,5 ¢/kWh (en dollars de 1992), selon le site et le nombre d'unités. Mais si l'on calcule le coût à service égal, c'est-à-dire en tenant compte des équipements nécessaires pour garantir la puissance, le coût passe à 8,5 ¢/kWh, soit beaucoup plus que le coût des nouveaux équipements hydroélectriques, qui varie de 3,5 à 4,6 ¢/kWh. L'énergie éolienne est plus rentable dans les réseaux thermiques, car elle permet des économies de combustibles. Au Québec, les réseaux non reliés au réseau principal pourraient constituer des sites intéressants pour la filière éolienne, autant en raison des coûts que du potentiel éolien. L'énergie éolienne soutient environ sept emplois directs et indirects par million de dollars d'investissement et d'exploitation.

La plupart des groupes consultés souhaitent qu'Hydro-Québec explore plus à fond les filières renouvelables et qu'elle diversifie ses moyens de production. Beaucoup ont incité l'entreprise à consacrer plus d'efforts à la filière éolienne, par exemple, en exploitant un parc d'éoliennes à titre de projet de démonstration.

3.1.1 L'ANALYSE DES COMBINAISONS D'OPTIONS EN MATIÈRE D'OFFRE

Certaines options sont plus intéressantes que d'autres en raison de leur flexibilité et de leurs caractéristiques techniques, économiques et environnementales. Compte tenu de ces caractéristiques et des réactions qu'elles ont suscitées en consultation, nous avons retenu les options suivantes pour fins d'analyse et de discussion : les économies d'énergie selon l'option A (9,3 TWh en l'an 2000) et l'option C (10,2 TWh en l'an 2000), la filière hydroélectrique, la filière thermique et la filière éolienne (1 000 MW). Notons que toutes les combinaisons analysées incluent 760 MW d'achats de production privée provenant de petites centrales hydroélectriques, de centrales utilisant de la biomasse et des déchets ainsi que de centrales de cogénération. Deux options additionnelles en matière de cogénération sont aussi examinées : l'une représentant 440 MW supplémentaires et l'autre, 740 MW supplémentaires.

Le but de la présente section est de comparer diverses combinaisons d'options qui permettraient de satisfaire les mêmes besoins d'électricité. Le document intitulé *Combinaisons d'options –Impacts* présente les résultats détaillés de ces comparaisons. Un autre document, *Combinaisons d'options –Méthodologie d'analyse des impacts*, fournit des précisions sur notre méthodologie.

Notre analyse porte sur les cinq combinaisons d'options suivantes :

	Économies d'énergie	**Ajout de cogénération**	**Filière hydroélectrique**	**Filière thermique**	**Filière éolienne**
Combinaison 1	*9,3 TWh en l'an 2000*		*Ajout à partir de 1997*		
Combinaison 2	*9,3 TWh en l'an 2000*	*440 MW en 1998*	*Ajout à partir de 1999*		
Combinaison 3	*10,2 TWh en l'an 2000*		*Ajout à partir de 1997*		
Combinaison 4	*10,2 TWh en l'an 2000*	*740 MW en 1998*		*Centrales à cycle combiné à partir de 2001*	
Combinaison 5	*10,2 TWh en l'an 2000*		*Ajout à partir de 1998*		*1 000 MW en l'an 2000*

Les principaux impacts économiques, tarifaires et financiers des combinaisons d'options sont présentés au tableau 3, et les principaux impacts environnementaux au tableau 4. Les faits saillants de ces impacts sont expliqués dans les pages qui suivent.

Tableau 3

Principaux impacts des combinaisons d'options en matière d'offre

Besoins avant interventions

	Combinaison 1	Combinaison 2	Combinaison 3	Combinaison 4	Combinaison 5
Économies d'énergie	*9,3 TWh*	*9,3 TWh*	*10,2 TWh*	*10,2 TWh*	*10,2 TWh*
Ajout de cogénération		*440 MW*		*740 MW*	
Filière	*Hydroélectrique*	*Hydroélectrique*	*Hydroélectrique*	*Thermique*	*Éolienne (1000 MW)* *Hydroélectrique*
Coût global pour Hydro-Québec et la clientèle (milliards $ actualisés en 1992)	*37,1*	*37,5*	*37,4*	*41,6*	*38,7*
*Indice comparatif des coûts **	*1,0*	*1,30*	*1,27*	*1,44*	*1,74*
Écart annuel moyen des coûts de fourniture 1996-2010 (millions $ 1992)*	****	*40*	*75*	*90*	*100*
*Investissements d'Hydro-Québec 1996-2010 *** (milliards $ 1992)*	*44,7*	*43,7*	*43,6*	*36,3*	*46,1*
Marge bénéficiaire globale d'Hydro-Québec 1996-2010 (en %)	*13,1*	*12,8*	*12,9*	*10,6*	*12,8*
*Emplois soutenus par les investissements totaux 1996-2010 *** (en années-personnes)*	*456 000*	*448 900*	*459 400*	*361 700*	*466 600*
Retombées fiscales au Québec 1996-2010 *** (millions de $ actualisés en 1992)*	*–*	*(100)*	*(65)*	*(605)*	*(40)*

*Par rapport à la combinaison 1.

**Les tarifs augmentent en moyenne de 3,5 % entre 1996 et 2010 dans la combinaison 1, soit le taux d'inflation à long terme prévu par Hydro-Québec.

***Nous avons apporté des ajustements afin de tenir compte de la variation, d'une combinaison à l'autre, des investissements prévus pour la période 1993-1995.

Tableau 4

Principaux impacts environnementaux des combinaisons d'options en matière d'offre

Besoins avant interventions

	Combinaison 1	Combinaison 2	Combinaison 3	Combinaison 4	Combinaison 5
Économies d'énergie	*9, 3 TWh*	*9,3 TWh*	*10,2 TWh*	*10,2 TWh*	*10,2 TWh*
Ajout de cogénération		*440 MW*		*740 MW*	
Filière	*Hydroélectrique*	*Hydroélectrique*	*Hydroélectrique*	*Thermique*	*Éolienne (1 000 MW)* *Hydroélectrique*
Espace requis en 2010 (kilomètres carrés)	*5 150*	*5 150*	*5 150*	*Négligeable*	*5 400*
Terres ennoyées en 2010 (kilomètres carrés)	*2 200*	*2 200*	*2 200*	*–*	*2 200*
Émissions atmosphériques brutes au Québec en 2010 (milliers de tonnes)					
SO_2	*0,1*	*0,2*	*0,1*	*0,3*	*0,1*
NO_x	*3,9*	*8,0*	*3,9*	*13,8*	*3,9*
CO_2	*3 655*	*6 880*	*3 655*	*13 300*	*3 655*
Principaux enjeux					
Perceptions et changements sociaux (principales caractéristiques)	*Modifications des habitudes des populations touchées*	*Modifications des habitudes des populations touchées*	*Modifications des habitudes des populations touchées*	*Pollution* *Risques d'accident*	*Bruit et impact visuel* *Modifications des habitudes des populations touchées*
Qualité de l'eau, de l'air et du sol (principales caractéristiques)	*Méthylmercure*	*Méthylmercure* *Pollution atmosphérique* *Rejets thermiques*	*Méthylmercure*	*Pollution atmosphérique* *Rejets thermiques*	*Méthylmercure*
Occupation et structuration du territoire (principaux éléments)	*Lignes de transport* *Désenclavement de territoires éloignés*	*Lignes de transport* *Désenclavement de territoires éloignés* *Transport combustible*	*Lignes de transport* *Désenclavement de territoires éloignés*	*Transport combustible*	*Lignes de transport* *Désenclavement de territoires éloignés*
Écosystèmes naturels (principaux éléments)	*Création d'habitats aquatiques au détriment d'habitats terrestres*	*Pollution atmosphérique* *Rejets thermiques*	*Création d'habitats aquatiques au détriment d'habitats terrestres*	*Pollution atmosphérique* *Rejets thermiques*	*Création d'habitats aquatiques au détriment d'habitats terrestres*

L'indicateur du coût global pour Hydro-Québec et sa clientèle comprend l'ensemble des coûts prévus en équipements de production, de transport et de distribution, le coût des achats de production privée et le coût des mesures d'économie d'énergie, sur un horizon infini. Les flux monétaires sont tous actualisés en 1992 et sont comparables entre eux.

La combinaison 1 est la plus économique – 37,1 milliards de dollars – et la combinaison 4, la plus coûteuse – 41,6 milliards. Les combinaisons 2, 3 et 5 se situent entre les deux (voir le tableau 3). L'indice comparatif des coûts permet de mieux saisir les écarts entre les combinaisons en faisant porter la comparaison uniquement sur les éléments qui les distinguent. Ainsi, les coûts comparatifs des éléments variant dans les combinaisons 2 et 3 dépassent ceux de la combinaison 1 d'environ 30 %, tandis que l'écart atteint près de 75 % dans la combinaison 5.

Dans la combinaison 1, l'évolution des tarifs est alignée sur le taux d'inflation prévu de 1996 à 2010. Afin d'illustrer l'impact des autres combinaisons sur l'évolution des coûts de fourniture, nous avons retenu un indicateur qui représente, en millions de dollars de 1992, l'écart annuel moyen des coûts de fourniture par rapport à la combinaison 1. Les combinaisons 3, 4 et 5 présentent un écart variant de 75 à 100 millions de dollars par année. Avec ces combinaisons, les coûts de fourniture excéderaient donc d'environ 1 % par année ceux de la combinaison 1. Dans le cas de la combinaison 2, les coûts de fourniture dépasseraient de 0,5 % par année en moyenne ceux de la combinaison 1.

Les investissements d'Hydro-Québec incluent l'ensemble des sommes nécessaires à la réalisation d'une combinaison : efficacité énergétique, équipements de production, de transport, de répartition, de distribution, etc. La combinaison 4 se démarque nettement avec des investissements de plus de 36 milliards de dollars, soit 7 à 10 milliards de moins que les autres.

La marge bénéficiaire globale de l'entreprise se définit comme le ratio, en pourcentage, du bénéfice net sur les produits d'exploitation. Les combinaisons 1, 2, 3 et 5 donnent à peu près la même marge bénéficiaire, soit entre 12,8 et 13,1 %. La combinaison 4 donne la marge bénéficiaire la plus basse, soit 10,6 %, en raison d'investissements moindres et de coûts d'exploitation plus élevés.

Le nombre d'emplois directs et indirects a été calculé en tenant compte de tous les investissements requis dans une combinaison, c'est-à-dire les investissements d'Hydro-Québec, ceux des cogénérateurs et ceux des clients dans le cas des économies d'énergie. Avec la combinaison 1, quelque 456 000 emplois sont soutenus entre 1996 et 2010. La plus grande différence se retrouve dans la combinaison 4, où l'on en compte environ 95 000 de moins. La combinaison 5 est la plus avantageuse à ce chapitre avec près de 467 000 emplois soutenus.

En ce qui concerne les retombées fiscales au Québec, elles s'élèvent à 2,7 milliards de dollars pour la période de 1996 à 2010 dans la combinaison 1 et à 600 millions de dollars de moins dans la combinaison 4. Les combinaisons 2, 3 et 5 offrent aussi moins de retombées fiscales.

Le tableau 4 présente les principaux enjeux environnementaux reliés aux cinq combinaisons ainsi que quelques impacts quantifiés, notamment les espaces requis, les terres ennoyées et les émissions atmosphériques.

La combinaison 4, basée sur la filière thermique, se démarque nettement des autres sous ce rapport. Les enjeux environnementaux qui lui sont associés sont d'une tout autre nature et touchent principalement les émissions atmosphériques. Les émissions d'oxyde d'azote (NOx) prévues pour 2010 présentent un accroissement de 6 % par rapport aux émissions totales observées au Québec en 1990. Pour le bioxyde de carbone (CO_2) on observe des émissions de 13,3 millions de tonnes, soit une augmentation de près de 13 % par rapport à 1990. Cependant, un des avantages environnementaux de la combinaison 4 est qu'elle requiert très peu d'espace par rapport aux autres.

Les autres combinaisons présentent peu de variations, à l'exception de la combinaison 2, où les émissions atmosphériques sont accrues par la présence de cogénération supplémentaire.

3.1.2
LES MOYENS POUR SATISFAIRE LES BESOINS DE PUISSANCE

Tout réseau électrique doit répondre à des besoins d'énergie et de puissance. Les économies d'énergie et les centrales de base nous permettent de satisfaire la plus grande partie des besoins annuels de puissance. Les besoins de pointe de l'hiver peuvent être comblés de diverses façons : gestion de la consommation, suréquipement de certaines centrales hydroélectriques, implantation de turbines à gaz ou achats auprès des réseaux voisins.

Les moyens de gestion de consommation envisageables présentent des caractéristiques fort différentes. D'une part, la puissance interruptible et les génératrices d'urgence installées chez les clients ne peuvent être utilisées qu'un faible nombre d'heures par année, en raison de leurs caractéristiques économiques ou des contraintes qu'elles imposent aux clients. L'utilisation de génératrices d'urgence déjà installées chez nos clients présente un net avantage par rapport aux turbines à gaz, dont la construction exige un délai de trois à cinq ans. Quant à la puissance interruptible, elle est tributaire des implantations industrielles et d'autres situations conjoncturelles, ce qui en fait un moyen moins flexible du point de vue de la planification.

D'autre part, les systèmes bi-énergie et les tarifs à variation saisonnière sont susceptibles de réduire la demande pour des durées relativement longues et peuvent se substituer en partie à des suréquipements. Les délais de mise en place des systèmes bi-énergie sont de deux à quatre ans, ce qui leur confère une flexibilité très intéressante. Toutefois, les quantités potentielles sont relativement faibles, puisque nous désirons cibler des segments de marché bien précis afin de ne pas accentuer la demande d'énergie électrique.

La tarification différenciée dans le temps fera l'objet de diverses expériences pilotes qui permettront de préciser ses possibilités et ses contraintes. L'annexe *Orientations tarifaires à long terme* fournit des précisions à ce sujet.

Finalement, les suréquipements exigent des délais de construction d'environ cinq ans. Ils sont intéressants du point de vue du coût, mais apportent peu de flexibilité à la planification.

Au cours de la consultation, plusieurs groupes nous ont suggéré d'utiliser davantage les moyens de gestion de la consommation pour répondre aux besoins de puissance.

3.2 Le développement des marchés

En raison des avantages de l'hydroélectricité, il est possible de développer trois marchés précis : les électrotechnologies, les industries à forte consommation d'électricité et les exportations.

Les électrotechnologies

Les électrotechnologies sont des procédés électriques capables de remplacer des procédés industriels traditionnels, généralement à base de combustibles. Ces technologies, encore peu répandues et en pleine évolution, comprennent entre autres les micro-ondes, les plasmas et divers procédés chimiques. La clientèle potentielle est constituée surtout de petites et de moyennes industries, où l'électricité n'est pas un élément majeur des coûts de production.

Nous appuyons le développement des électrotechnologies avec des programmes d'aide à l'implantation, qui remontent à 1983, et par nos travaux de recherche et développement, qui se poursuivent au Laboratoire des technologies électrochimiques et des électrotechnologies (LTEE) et à l'Institut de recherche d'Hydro-Québec (IREQ).

Les électrotechnologies augmentent la compétitivité des entreprises en leur permettant de réduire leurs coûts par une meilleure efficacité énergétique. Dans plusieurs cas, elles contribuent en outre à améliorer la qualité des produits. L'annexe *Contribution au développement économique du Québec* fournit plus de détails sur cette question.

À partir des perspectives technologiques actuelles, nous estimons que ce marché représentera environ 0,6 TWh en l'an 2000 et 1,3 TWh ou 220 MW en 2010. Le développement du marché des électrotechnologies nécessiterait donc la mise en oeuvre de quelques moyens supplémentaires, mais pas un effort de grande envergure.

En général, les participants à la consultation se sont montrés favorables au développement des électrotechnologies, étant donné leurs effets positifs pour les entreprises.

Les principaux impacts des électrotechnologies, par rapport à le combinaison 1, sont illustrés au tableau 5 : une certaine rentabilité économique pour Hydro-Québec, une légère hausse des emplois soutenus et une augmentation de 85 millions de dollars des retombées fiscales. Leur effet sur les coûts de fourniture, sur les investissements et sur la marge bénéficiaire de l'entreprise est marginal.

Les industries à forte consommation d'électricité

Les industries à forte consommation d'électricité – les industries de la fonte et de l'affinage et celles qui utilisent des procédés électrochimiques – basent leurs choix d'emplacement en grande partie sur la disponibilité de l'électricité et sur son prix. Hydro-Québec est en mesure de réaliser des interventions commerciales qui pourraient susciter, de la part de ces industries, un certain nombre d'ajouts de capacités ou de nouvelles implantations à long terme. Deux options apparaissent possibles : la première représente 180 MW ou 1,5 TWh et la deuxième, 540 MW ou 4,5 TWh. Ce sujet est traité plus en détail dans l'annexe *Contribution au développement économique du Québec.*

La question des industries à forte consommation d'électricité a suscité beaucoup de commentaires lors de la consultation. Plusieurs groupes ont fait valoir que les contrats conclus avec des entreprises particulières devraient appartenir au domaine public et qu'Hydro-Québec devrait s'assurer de récupérer le tarif normal applicable à ce type de clients. Certains ont également souligné qu'il faudrait favoriser davantage la transformation de produits au Québec.

En combinant l'option de 180 MW avec le développement des électrotechnologies, on obtient, par rapport à la combinaison 1, les impacts suivants : une rentabilité globale légèrement négative pour Hydro-Québec, un écart annuel moyen des coûts de fourniture de 25 millions de dollars, un plus grand nombre d'emplois soutenus et des retombées fiscales supplémentaires de 210 millions de dollars pour le Québec (voir le tableau 5). Prise seule, l'option de 180 MW pour les industries à forte consommation aurait un effet négatif sur la rentabilité d'Hydro-Québec et un impact faible sur les coûts de fourniture. Il ne s'agit toutefois pas d'un cas particulier puisque le développement de nouveaux marchés au Québec se fait toujours à un coût marginal supérieur au tarif moyen.

Lorsque l'on combine les électrotechnologies et l'option de 540 MW pour les industries à forte consommation d'électricité, les impacts par rapport à la combinaison 1 se présentent ainsi : une rentabilité fortement négative pour Hydro-Québec, une hausse moyenne annuelle de 85 millions de dollars pour les coûts de fourniture, un plus grand nombre d'emplois soutenus et des retombées fiscales supplémentaires de 465 millions de dollars pour le Québec. En matière d'environnement, l'impact le plus significatif de cette combinaison est une augmentation de la pollution atmosphérique et des rejets solides. Ces divers impacts sont détaillés aux tableaux 5 et 6.

Les exportations

Hydro-Québec et ses voisins sont reliés par un important réseau d'interconnexions, d'une capacité d'environ 6 000 MW. Cette capacité joue un rôle très important pour les ventes d'énergie excédentaire, en période de forte hydraulicité ou de faible demande, de même que pour les achats d'énergie et le partage de réserve avec les réseaux voisins, en cas de besoin. Par ailleurs, compte tenu des besoins des contrats signés pour les exportations, la capacité des interconnexions permet d'autres échanges sur une base ferme.

Depuis la parution du plan de développement 1990-1992, les perspectives de ventes à long terme ont beaucoup changé. Par suite de la récession et de l'application intensive de mesures d'économie d'énergie, les réseaux voisins ont réévalué leur situation : globalement, ils n'auront besoin de nouvelles sources d'approvisionnement qu'après l'an 2000.

La conjoncture actuelle n'est donc pas favorable à la signature de contrats importants, d'autant plus que la concurrence est présentement très forte, notamment de la part des producteurs indépendants qui s'alimentent à bas prix au gaz naturel. Néanmoins, des besoins locaux d'envergure limitée sont à prévoir chez les réseaux voisins un peu avant la fin du siècle. Nous pourrions consolider notre position sur les marchés d'exportation en répondant à une partie de ces besoins.

À plus long terme, les possibilités de vente sur les marchés d'exportation dépendront de l'évolution des besoins des réseaux voisins et de notre position concurrentielle sur ces marchés. Nous croyons que les réseaux voisins auront d'importants besoins à combler après l'an 2000. De plus, il est vraisemblable que le prix relatif du gaz naturel évoluera à la hausse. Toutefois, pour pouvoir répondre à une partie de ces besoins, nous devrons renforcer notre position commerciale, notamment en offrant un produit qui réponde plus adéquatement aux attentes des clients.

Nos analyses nous permettent d'envisager un développement graduel du marché d'exportation atteignant 1 500 MW aux environs de l'année 2004. À cet horizon, Hydro-Québec pourra également être en mesure de livrer de l'énergie hydroélectrique. Nous avons donc retenu ce scénario pour les fins de l'analyse des options de développement des marchés. La question des exportations est traitée de manière plus approfondie dans l'annexe *Exportations à long terme et utilisation des interconnexions*.

Les réactions des groupes consultés ont été en général assez favorables aux exportations, mais à certaines conditions. Par exemple, elles devraient avoir une importance limitée pour Hydro-Québec, leur rentabilité devrait être assurée, les risques assumés par l'entreprise devraient être minimisés et les impacts environnementaux et sociaux, tant au Québec que chez les réseaux voisins, devraient être pris en considération.

Lorsque l'on combine le développement des électrotechnologies, l'option de 180 MW des industries à forte consommation d'électricité et les ventes à l'exportation, les impacts, comparativement à la combinaison 1, se résument comme suit (voir les tableaux 5 et 6) : une importante rentabilité globale pour Hydro-Québec, aucun effet négatif des exportations sur les coûts de fourniture, le plus grand nombre d'emplois soutenus parmi toutes les combinaisons analysées, des retombées fiscales supérieures de 535 millions de dollars pour le Québec et une amélioration de la marge bénéficiaire de l'entreprise. Sur le plan environnemental, l'incidence majeure de cette combinaison est, pour le Québec, le devancement des impacts associés aux équipements de production et chez les réseaux voisins, la réduction des émissions atmosphériques.

Tableau 5

Principaux impacts des options de développement des marchés

	Combinaison 1 *Sans développement des marchés*	**Combinaison 1A** *Électrotechnologies*	**Combinaison 1B** *Électrotechnologies Industries (180 MW)*	**Combinaison 1C** *Électrotechnologies Industries (540 MW)*	**Combinaison 1D** *Électrotechnologies Industries (180 MW) Exportations (1 500 MW)*
Rentabilité globale pour Hydro-Québec (millions $ actualisés en 1992)*	--	*75*	*(70)*	*(540)*	*835*
*Indice de rentabilité **	*1,0*	*1,07*	*0,96*	*0,82*	*> 1*
Écart annuel moyen des coûts de fourniture 1996-2010 (millions $ 1992)*	**	*(5)*	*25*	*85*	*25*
*Investissements d'Hydro-Québec 1996-2010*** (milliards $ 1992)*	*44,7*	*45,0*	*45,6*	*46,2*	*50,9*
Marge bénéficiaire globale d'Hydro-Québec 1996-2010 (en %)	*13,1*	*13,2*	*13,1*	*12,3*	*13,7*
*Emplois soutenus par les investissements totaux 1996-2010*** (années-personnes)*	*456 000*	*462 900*	*475 200*	*493 900*	*531 000*
Retombées fiscales au Québec 1996-2010*** (millions de $ actualisés en 1992)*	--	*85*	*210*	*465*	*535*

* Par rapport à la combinaison 1.

** Les tarifs augmentent en moyenne de 3,5 % entre 1996 et 2010 dans la combinaison 1, soit le taux d'inflation à long terme prévu par Hydro-Québec.

*** Nous avons apporté des ajustements afin de tenir compte de la variation, d'une combinaison à l'autre, des investissements prévus pour la période 1993-1995.

Tableau 6

Principaux impacts environnementaux des options de développement des marchés

	Combinaison 1 *Sans développement des marchés*	**Combinaison 1A** *Électrotechnologies*	**Combinaison 1B** *Électrotechnologies* *Industries* *(180 MW)*	**Combinaison 1C** *Électrotechnologies* *Industries* *(540 MW)*	**Combinaison 1D** *Électrotechnologies* *Industries* *(180 MW)* *Exportations* *(1 500 MW)*
Espace requis en 2010 (kilomètres carrés)	*5 150*	*5 150*	*5 710*	*6 250*	*6 975*
Terres ennoyées en 2010 (kilomètres carrés)	*2 200*	*2 200*	*2 340*	*2 490*	*3 635*
Émissions atmosphériques brutes au Québec en 2010 (milliers de tonnes)					
SO_2	*0,1*	*0,1*	*0,1*	*0,1*	*0,1*
NO_x	*3,9*	*3,9*	*3,9*	*5,7*	*3,9*
CO_2	*3 655*	*3 655*	*3 670*	*5 050*	*3 800*
Émissions atmosphériques évitées chez les réseaux voisins en 2010 (milliers de tonnes)					
SO_2					*4,2*
NO_x					*3,4*
CO_2					*7 415*
Principaux enjeux					
Perceptions et changements sociaux (principales caractéristiques)	*Modifications des habitudes des populations touchées*	*Modifications des habitudes des populations touchées*	*Modifications des habitudes des populations touchées*	*Modifications des habitudes des populations touchées*	*Modifications des habitudes des populations touchées*
Qualité de l'eau, de l'air et du sol (principales caractéristiques)	*Méthylmercure*	*Méthylmercure*	*Méthylmercure* *Pollution atmosphérique* *Rejets solides*	*Méthylmercure* *Pollution atmosphérique* *Rejets solides*	*Méthylmercure* *Réduction des gaz effet de serre (É.-U.)*
Occupation et structuration du territoire (principaux éléments)	*Lignes de transport* *Désenclavement de territoires éloignés*	*Lignes de transport* *Désenclavement de territoires éloignés*	*Lignes de transport* *Désenclavement de territoires éloignés*	*Lignes de transport* *Désenclavement de territoires éloignés*	*Lignes de transport* *Désenclavement de territoires éloignés*
Écosystèmes naturels (principaux éléments)	*Création d'habitats aquatiques au détriment d'habitats terrestres*	*Création d'habitats aquatiques au détriment d'habitats terrestres*	*Création d'habitats aquatiques au détriment d'habitats terrestres* *Modifications du milieu associées à l'exploitation des ressources forestières et minières*	*Création d'habitats aquatiques au détriment d'habitats terrestres* *Modifications du milieu associées à l'exploitation des ressources forestières et minières*	*Création d'habitats aquatiques au détriment d'habitats terrestres* *Modifications du milieu associées à l'exploitation des ressources forestières et minières*

L'offre et la demande d'électricité : les orientations proposées

4

À titre de fournisseur d'électricité, notre rôle est de proposer les orientations qui, autant pour la satisfaction des besoins futurs d'électricité que pour le développement des marchés, nous apparaissent comme les plus globalement avantageuses pour notre clientèle et pour l'ensemble de la collectivité.

À cette fin, nous avons analysé les impacts des options décrites précédemment sur un certain nombre de critères que nous jugeons importants. La recherche de la rentabilité économique pour Hydro-Québec et sa clientèle, l'adhésion au principe du développement durable et la fourniture de services au meilleur coût possible font partie de ces critères, de même que le maintien de la santé financière de l'entreprise, le soutien d'emplois au Québec et le maintien d'une marge de flexibilité en matière de planification. Nous nous assurons aussi de respecter les critères de fiabilité en énergie et en puissance, de façon à garantir la continuité du service.

L'ensemble des orientations que nous proposons dans ce chapitre pour maintenir l'équilibre à long terme entre l'offre et la demande d'électricité donneront lieu à diverses décisions d'ici à 1995. Les dernières sections du chapitre permettent d'évaluer l'effet des orientations proposées sur l'évolution des besoins globaux d'électricité, précisent les dates des décisions qu'il faudra prendre pour assurer leur satisfaction et indiquent les investissements requis d'ici à 2002.

4.1 Les moyens

Pour satisfaire les besoins futurs d'électricité, nous recourrons en priorité à l'amélioration du réseau existant et aux économies d'énergie dans tous les cas où le coût de ces mesures, pour un service équivalent, sera inférieur ou égal au coût de nouveaux équipements de production. Ces deux types de solutions répondent parfaitement à nos critères de choix, et ils ne présentent pas d'impacts environnementaux significatifs. L'ajout de nouveaux moyens de production n'intervient qu'en troisième lieu.

Orientation 17
Prioriser l'amélioration du réseau existant et les économies d'énergie.

L'amélioration du réseau existant ne nécessite pas de choix stratégiques à long terme. L'ensemble des mesures prévues devrait représenter un gain de 2 TWh à l'horizon 2000.

Les économies d'énergie

Hydro-Québec a toujours aidé sa clientèle à utiliser l'électricité de façon efficace. Depuis deux ans cependant, nos efforts s'intensifient : sensibilisation, soutien commercial et technique, tarification améliorée, programmes à contribution financière, recherche et développement, actions au niveau de la réglementation. Notre but est d'encourager toute mesure d'économie d'énergie dont le coût est moindre que le coût marginal de fourniture de l'électricité.

Orientation 18
MAINTENIR L'OBJECTIF D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE DE 9,3 TWH EN L'AN 2000.

Notre objectif dans ce domaine se compare à celui des entreprises les plus progressistes. Il est ambitieux, mais réaliste. Les prochaines années serviront à évaluer avec précision les résultats de nos efforts et à faire tout ajustement qui s'imposerait.

Pour réaliser cette orientation, nous travaillerons en partenariat avec tous les intervenants, dans le cadre de la stratégie d'efficacité énergétique du gouvernement du Québec, et nous nous engageons à favoriser l'émergence d'une industrie québécoise compétitive, spécialisée en efficacité énergétique.

Pour concrétiser l'option de 10,2 TWh en l'an 2000, il faudrait favoriser des mesures actuellement non rentables. Nous croyons qu'une telle action serait prématurée et qu'il est plus avantageux de concentrer nos efforts sur l'important bassin de mesures dont la rentabilité est assurée.

Par ailleurs, si l'on souhaitait aller nettement au-delà des options présentées, il faudrait prévoir de fortes hausses des tarifs ou une réglementation très sévère en efficacité énergétique, qui impliquerait des coûts supplémentaires importants. À l'heure actuelle, rien ne permet de penser que notre clientèle dans son ensemble soit disposée à choisir cette voie.

Les moyens de production

Malgré la mise en oeuvre de mesures d'efficacité énergétique et l'amélioration du réseau existant, de nouveaux moyens de production seront nécessaires pour répondre aux besoins d'électricité prévus d'ici à 2010.

Il importe ici de faire la distinction entre les deux grands types de filières de production : la filière principale et la filière d'appoint. La filière principale doit s'appuyer sur une technologie éprouvée et se prêter à une utilisation continue sur une grande échelle. Quant à la filière d'appoint, elle se divise en deux catégories de moyens. La première regroupe les moyens qui offrent moins d'avantages que la filière principale, mais qui peuvent néanmoins jouer un rôle significatif dans un parc de production diversifié. La deuxième catégorie regroupe des moyens dont les caractéristiques intrinsèques restreignent l'utilisation.

La filière principale

Orientation 19
Privilégier la filière hydroélectrique, y compris les petites centrales des producteurs privés, comme filière principale.

Parmi toutes les options étudiées, la filière hydroélectrique et certains équipements thermiques utilisant du gaz naturel (en particulier les centrales à cycle combiné ou de cogénération) ressortent comme les plus intéressantes. Les centrales hydroélectriques se divisent en trois catégories : les grandes, les moyennes et les petites. Les centrales construites sur les grandes rivières constituent le fondement de la filière principale. Les centrales de moyenne envergure sont traitées plus loin, dans la section sur les filières d'appoint. Quant aux petites centrales hydroélectriques, nous favorisons les propositions des producteurs privés portant sur des centrales de moins de 25 MW et offrant un prix d'achat comparable au coût des équipements évités dans notre réseau ; plusieurs de ces propositions découlent du programme de développement de petites centrales hydroélectriques du ministère de l'Énergie et des Ressources du Québec.

La filière nucléaire n'est pas retenue : en plus d'être nettement plus coûteuse et d'exiger des délais de réalisation plus longs que la filière hydroélectrique, elle est généralement mal perçue dans l'opinion publique.

La filière hydroélectrique et la filière thermique au gaz naturel présentent des caractéristiques fort différentes. La première requiert des capitaux importants et des délais de construction relativement longs, soit entre cinq et huit ans selon la centrale. Quant à la filière thermique au gaz naturel, elle se caractérise par des coûts variables importants et des délais de construction courts, soit environ trois ans.

La marge de rentabilité économique de la filière hydroélectrique est moins élevée que par le passé : comme cette filière nécessite de grands investissements, elle est pénalisée depuis quelques années par le coût élevé du capital. En revanche, le bas prix actuel du gaz naturel avantage la filière thermique. Mais il est loin d'être sûr que cette situation se maintiendra à long terme, étant donné la grande incertitude qui entoure l'évolution du prix du gaz naturel.

La filière hydroélectrique offre la meilleure garantie quant à une évolution minimale des coûts de fourniture à long terme. Elle peut toutefois occasionner des tarifs très légèrement supérieurs au cours des premières années suivant la mise en service des équipements.

La filière hydroélectrique répond aux principes du développement durable. Elle produit cependant des impacts environnementaux et sociaux qui nécessitent diverses mesures d'atténuation. De son côté, l'utilisation de la filière thermique soulève deux préoccupations importantes : les émissions atmosphériques et l'utilisation de ressources non renouvelables.

Du point de vue économique, c'est la filière hydroélectrique qui assure le plus de retombées au Québec. Hydro-Québec est d'ailleurs au centre d'une importante grappe industrielle et s'engage à poursuivre ses efforts pour raffermir et développer l'industrie électrique du Québec.

La filière hydroélectrique est toutefois moins avantageuse que d'autres du point de vue des délais d'autorisation et de construction. Il serait cependant possible d'augmenter sa flexibilité en constituant une banque de projets dont les avant-projets et l'évaluation environnementale seraient déjà réalisés.

Orientation 20
Oeuvrer en harmonie avec les populations touchées par les projets hydroélectriques.

Pour trouver les solutions les plus aptes à atténuer les impacts environnementaux et sociaux des projets hydroélectriques, il est essentiel d'oeuvrer en harmonie avec les populations touchées par ces projets.

Jusqu'à maintenant, Hydro-Québec mettait à la disposition des collectivités touchées par des projets de centrales et de lignes, des crédits destinés à des initiatives de mise en valeur de l'environnement et représentant entre 1 et 2 % du coût des projets. Dorénavant, le champ d'application de cette mesure sera élargi, dans le cas des centrales, à des initiatives favorisant aussi le développement économique régional. Une consultation sera faite auprès des intervenants à ce sujet.

Par ailleurs, nous poursuivrons les pourparlers avec les Atikamekw, les Montagnais, les Inuit et les Cris. Il importe de prendre toutes les mesures pour que nos échanges avec les autochtones de l'ensemble du Québec puissent donner lieu à des ententes mutuellement avantageuses. Nous sommes résolus à maintenir nos efforts pour que les populations autochtones soient associées au développement économique suscité par les projets hydroélectriques et pour que leurs aspirations soient clairement prises en compte.

Les filières d'appoint

D'ici à l'an 2000, la filière hydroélectrique doit être complétée par d'autres moyens de production pour combler les besoins prévus. À cet effet, nous comptons déjà sur des achats auprès des producteurs privés évalués à environ 760 MW et provenant principalement de la cogénération.

Orientation 21
D'ici à l'an 2000, privilégier la cogénération comme filière d'appoint.

La production thermique faite à partir de déchets et de biomasse forestière sera favorisée en priorité, en raison de ses avantages environnementaux. Compte tenu du bas prix actuel du gaz naturel, le recours à la cogénération faite à partir de gaz naturel semble compatible avec notre grille des coûts évités. Par ailleurs, dans le domaine de la production thermique, la cogénération et, dans une moindre mesure, les centrales à cycle combiné sont les options les moins dommageables pour l'environnement. Les retombées économiques directes de la cogénération sont inférieures à celles de la filière hydroélectrique, mais elles peuvent avoir un effet positif sur le développement de nos principaux secteurs industriels.

Les solutions thermiques sont plus intéressantes lorsqu'on peut moduler leur production en fonction des apports hydrauliques. De plus, les délais de réalisation relativement courts de la cogénération constituent un élément de flexibilité important, qui fait de ce type de production un complément intéressant à la filière hydroélectrique.

Orientation 22
ENTREPRENDRE UN PROGRAMME D'AVANT-PROJETS POUR LES CENTRALES HYDROÉLECTRIQUES DE MOYENNE ENVERGURE.

Au-delà de l'an 2000, compte tenu de l'évolution prévue du prix du gaz naturel, la cogénération et les centrales à cycle combiné deviendront vraisemblablement moins intéressantes. Dans cette perspective, nous entreprendrons un programme d'avant-projets portant sur des centrales hydroélectriques de moyenne envergure. L'intérêt principal de ces centrales est qu'elles apportent plus de flexibilité à notre planification. Elles pourraient du reste jouer un rôle plus important vers la fin du siècle, selon l'évolution de la demande.

Dans la mesure où leurs délais de construction seraient de quatre à cinq ans, ces centrales pourraient nous permettre de réagir rapidement à une progression de la demande légèrement plus forte que prévu. Toutefois, à service équivalent, elles coûtent généralement plus cher que les complexes des grandes rivières. De plus, si ces centrales offrent de la flexibilité quant aux délais de réalisation, elles en laissent généralement peu en matière d'exploitation à cause de leur faible capacité de stockage. L'absence de grands réservoirs constitue le principal avantage environnemental des centrales de moyenne envergure. Toutefois, il pourrait s'avérer nécessaire d'utiliser plus de moyens thermiques s'il fallait installer un nombre significatif de centrales de ce type. L'intérêt potentiel de ces centrales justifie néanmoins un programme d'avant-projets.

Orientation 23
RÉALISER DES PROGRAMMES DE DÉMONSTRATION D'UNITÉS ÉOLIENNES DANS LES RÉSEAUX NON RELIÉS.

L'énergie éolienne demeure très coûteuse par rapport à la production hydroélectrique. Nous poursuivrons cependant des études approfondies pour établir la valeur économique d'une contribution éventuelle de l'énergie éolienne à notre réseau principal. La situation est différente dans les réseaux non reliés, car nos coûts de production y sont beaucoup plus élevés. Par conséquent, nous entendons procéder à des programmes de démonstration dans certains réseaux non reliés sans toutefois compromettre la fiabilité de ces réseaux. À cet effet, nous inviterons les promoteurs privés à présenter des offres et nous fixerons un prix plafond égal aux coûts évités par la production d'énergie éolienne.

Les moyens permettant de satisfaire les besoins de puissance

La filière principale et les filières d'appoint permettent d'équilibrer l'offre et la demande annuelle d'énergie. Mais il faut aussi être en mesure de répondre à la demande de pointe. Pour Hydro-Québec, la pointe se produit pendant les périodes de grand froid en décembre, janvier et février. Nous devons donc prévoir pour ces périodes des moyens qui, de façon générale, ajoutent peu à la production d'énergie. Afin de répondre à la demande de pointe, nous comptons sur le parc de centrales existantes, sur les projets en cours, sur les économies d'énergie, sur les achats garantis auprès des réseaux voisins ainsi que sur les moyens de gestion de la consommation déjà mis en oeuvre (puissance interruptible et systèmes de chauffage bi-énergie). Nous utilisons également nos interconnexions avec les réseaux voisins pour réduire nos besoins d'équipements.

L'optimisation des moyens envisageables pour satisfaire la demande de pointe est un processus complexe, qui doit tenir compte des nombreuses contraintes techniques ainsi que des caractéristiques et des délais de réalisation fort variés de ces moyens.

Orientation 24
RÉDUIRE AU MINIMUM L'INSTALLATION DE TURBINES À GAZ POUR SATISFAIRE LA DEMANDE DE POINTE.

Nous continuerons de limiter autant que possible l'installation de turbines à gaz pour répondre à la demande de pointe. Nous maintiendrons plutôt un équilibre entre le recours à du suréquipement et à la gestion de la consommation. Les moyens de gestion de la consommation peuvent fournir des quantités limitées de puissance dans des délais relativement courts. On peut donc les combiner avantageusement au suréquipement, qui exige des délais de réalisation plus longs. De cette façon, nous continuerons de disposer d'un choix de moyens diversifiés pour répondre efficacement aux besoins de pointe.

Les externalités

Orientation 25
ÉTUDIER LES EXTERNALITÉS RELIÉES AUX MOYENS DE PRODUCTION.

Nous appliquons depuis quelques années certains principes de la planification intégrée des ressources. Cette dernière se distingue de la planification plus traditionnelle principalement par trois aspects : l'intégration de l'efficacité énergétique à l'éventail des moyens disponibles pour satisfaire les besoins, la prise en compte des externalités et la consultation publique. Nous entendons poursuivre dans cette voie et chercherons à améliorer continuellement notre processus de planification en réalisant notamment une série d'études sur les externalités et en intensifiant nos études sur les approches d'aide multicritère à la décision. L'ensemble de ces études s'étendra sur quelques années.

4.2 Le développement des marchés

Un certain nombre d'options permettent d'envisager un développement des marchés, au-delà des besoins à satisfaire. Elles représenteraient des quantités d'énergie relativement faibles au cours des prochaines années, mais exigeraient le devancement d'équipements hydroélectriques au début du siècle prochain.

Les électrotechnologies

Les électrotechnologies regroupent un ensemble de technologies électriques nouvelles ou en développement qui assurent un meilleur rendement énergétique ou des produits de meilleure qualité.

Orientation 26
Favoriser l'implantation des électrotechnologies.

En général, les petites et moyennes entreprises n'ont pas les ressources financières et techniques nécessaires pour intégrer les électrotechnologies à leurs processus de production. Or, Hydro-Québec est en mesure de contribuer à l'implantation et à la diffusion des électrotechnologies par ses travaux de recherche et développement et ses programmes d'aide financière.

Les électrotechnologies constituent une excellente façon d'accroître l'efficacité énergétique des entreprises, en plus de constituer un intéressant levier d'aide au développement industriel du Québec. Elles augmentent sensiblement la compétitivité des petites et moyennes entreprises, ont souvent un impact environnemental positif et offrent une certaine rentabilité pour Hydro-Québec. En outre, pour l'ensemble de notre clientèle, elles n'ont pas d'effet sur les coûts de fourniture de l'électricité.

Les industries à forte consommation d'électricité

Orientation 27
Favoriser une implantation ciblée et limitée d'industries à forte consommation d'électricité.

Le Québec compte déjà un ensemble important de grands consommateurs d'électricité dans le secteur de l'aluminium et du magnésium. Par conséquent, nous recommandons de favoriser dorénavant une implantation limitée et ciblée d'industries à forte consommation d'électricité. Le développement envisagé représenterait quelque 180 MW supplémentaires par rapport aux 460 MW déjà incorporés dans le scénario moyen présenté à la section 4.4. Cet accroissement limité aurait un impact relativement faible sur les coûts de fourniture, tout en contribuant au développement industriel du Québec.

Afin de répondre aux attentes de notre clientèle à l'égard de l'évolution des tarifs, à celles de la population concernant le développement économique du Québec et aux préoccupations exprimées durant la consultation, la mise en oeuvre de cette orientation respectera les conditions suivantes :

- les entreprises devront contribuer au raffermissement des grappes industrielles ou à la fabrication de nouveaux produits au Québec ;
- la transformation des produits au Québec sera encouragée ;
- les entreprises devront être efficaces sur le plan énergétique ;
- la santé financière d'Hydro-Québec ne devra pas être affectée de façon significative ;
- lorsqu'un contrat particulier sera négocié, les conditions tarifaires seront établies de manière à assurer, pour la durée globale du contrat, des revenus équivalents à ceux que procurerait le tarif applicable aux grandes entreprises.

Les exportations

Orientation 28
Favoriser le développement des exportations.

Nous recommandons de favoriser le développement des exportations, en raison de leur rentabilité économique pour le Québec et aussi parce qu'elles nous procurent des revenus qui nous aident à aligner nos hausses tarifaires sur l'inflation.

Étant donné le contexte énergétique, nous n'exporterions que de petites quantités d'électricité additionnelles d'ici à l'an 2000, mais il serait possible d'exporter des quantités plus importantes au début du prochain siècle. La progression des ventes dépendra de l'évolution des besoins des réseaux voisins et des possibilités de développement de notre parc de centrales hydroélectriques.

Afin de répondre aux attentes de notre clientèle et de la population ainsi qu'aux préoccupations exprimées pendant la consultation, la mise en oeuvre de cette orientation respectera les conditions suivantes :

• les exportations d'énergie et de puissance garanties ne représenteront pas plus de 10 % de nos ventes régulières ;

• comme par le passé, chaque projet de contrat sera évalué selon son mérite propre. Le rendement sur les fonds investis devra en outre être suffisant pour couvrir les risques rattachés au contrat ;

• aucun devancement d'équipement ne sera engagé sans un contrat ferme ;

• d'autres mécanismes de minimisation des risques seront envisagés : contrats de moins de 20 ans, ou comportant des formules commerciales innovatrices.

4.3 Les axes de la R et D

La recherche et développement joue un rôle essentiel dans la réalisation des orientations à long terme que nous proposons.

Elle peut contribuer à maximiser le rendement des centrales existantes de manière économique, par exemple à l'occasion des travaux de réfection. Nous mettrons donc l'accent, dans les travaux touchant la production, sur les projets qui nous permettront d'optimiser la conception des centrales.

Dans le domaine de l'efficacité énergétique, nous continuerons de concentrer nos efforts sur les projets de démonstration destinés à soutenir les programmes d'économie d'énergie. Nous entreprendrons également des travaux de recherche à long terme sur les aspects de l'efficacité énergétique particuliers au Québec (climat, type de chauffage,etc.), qui offrent le plus d'intérêt pour notre clientèle.

En matière d'utilisation de l'énergie, nous comptons maintenir les programmes destinés à soutenir la diffusion des électrotechnologies ainsi que les programmes portant sur les piles rechargeables de type ACEP, sur la voiture électrique et sur l'hydrogène.

En outre, nous prévoyons élargir nos domaines de recherche à long terme. En plus du programme actuel en matière de fusion nucléaire, nous effectuerons des recherches sur les nouvelles sources d'énergie, notamment l'énergie photovoltaïque. Par ailleurs, nous poursuivrons nos efforts dans le domaine de l'énergie éolienne.

Enfin, l'étude des impacts environnementaux des moyens de production continuera d'occuper une place importante dans l'ensemble de nos efforts de recherche et développement.

4.4 L'ÉVOLUTION DES BESOINS D'ÉLECTRICITÉ

La section qui suit présente la prévision des besoins d'électricité à long terme. Nous y traitons d'abord de l'évolution de la demande d'électricité du Québec sans tenir compte des nouvelles interventions qui pourraient la modifier, tels les programmes d'efficacité énergétique ou le développement des marchés. Dans le passé, ces facteurs étaient intégrés à notre prévision de base. Dans un premier temps, nous présentons donc les besoins de base du Québec et les contrats d'exportation déjà signés. Par la suite, nous présentons l'ensemble des besoins à satisfaire à long terme en tenant compte, cette fois, des orientations proposées en matière de développement des marchés.

L'annexe *Prévision de la demande d'électricité au Québec* explique en détail les hypothèses qui sous-tendent cette prévision.

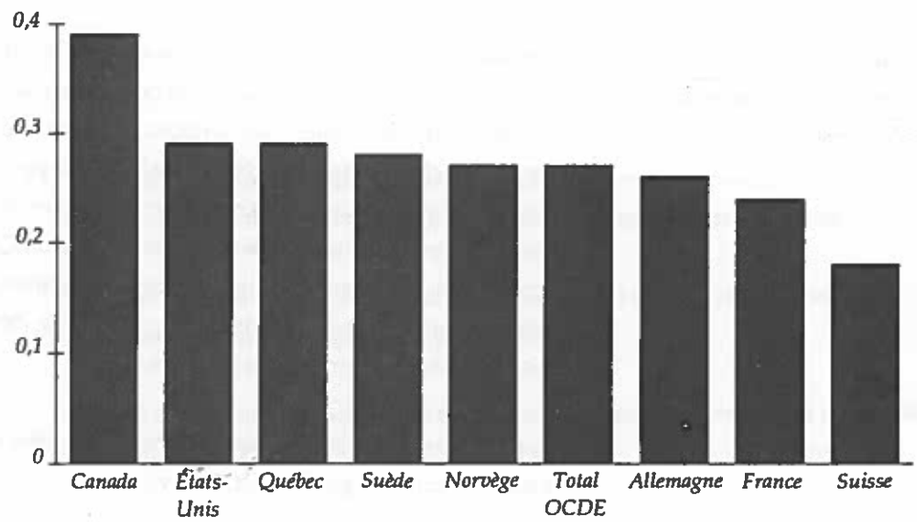
Le contexte énergétique

La consommation d'énergie du Québec, par rapport à son produit intérieur brut, correspond globalement à celle que l'on observe ailleurs dans le monde industrialisé. Elle est inférieure à celle de l'ensemble du Canada et est à peu près identique à celle des pays européens, comme le montre le graphique 1.

Graphique 1

Consommation d'énergie en 1989

(TEP par millier de dollars de PIB)



Au Québec, comme ailleurs, l'augmentation de la consommation globale d'énergie est très lente, malgré la croissance soutenue de l'activité économique. De fait, la consommation par habitant n'a pas augmenté depuis 20 ans, et le ratio entre la consommation énergétique et le PIB a même diminué de façon importante. Durant la même période, par contre, la consommation d'électricité a beaucoup progressé au Québec et dans les autres pays, car l'électricité a largement accru sa part de marché.

Au cours des dernières années, les prix des autres formes d'énergie (gaz et mazout) n'ont pas augmenté ; ils ont même baissé en termes relatifs. Bien que cette situation puisse se maintenir à court terme, il est probable que les prix remonteront à long terme en raison d'un accroissement de la demande pour ces combustibles.

La demande d'électricité au Québec

Dans notre planification, nous tenons compte de trois scénarios d'évolution possibles de la consommation d'électricité : le fort, le moyen et le faible. Le scénario moyen est celui que nous considérons comme le plus probable.

Le scénario moyen

Ce scénario prévoit que la demande d'électricité au Québec croîtra à un rythme annuel moyen de 2,2 % entre 1992 et 2010. Ainsi, en 2010, nos ventes atteindraient quelque 60 TWh de plus qu'en 1992. Cette prévision suppose une croissance démographique et économique moyenne et tient compte des changements structurels qui en découlent ; elle tient aussi compte des nouvelles utilisations de l'électricité que pourraient faire apparaître à long terme certaines préoccupations environnementales. D'autre part, elle suppose que les tendances actuelles en matière d'efficacité énergétique se poursuivront, même en faisant abstraction des programmes d'Hydro-Québec en ce domaine.

Le principal moteur de la croissance de la demande sera le secteur industriel, où l'on prévoit une augmentation annuelle de 2,9 % entre 1992 et 2010, principalement dans les industries de la fonte et de l'affinage des métaux, des produits chimiques et des pâtes et papiers. Le scénario moyen suppose que l'industrie des pâtes et papiers continuera d'évoluer dans un contexte difficile et que les fabricants québécois de papier journal perdront une partie du marché américain au profit des producteurs du sud des États-Unis. Par contre, la production des papiers spéciaux et des papiers fins devrait continuer de s'accroître, suivant la tendance déjà amorcée. Enfin, l'utilisation des procédés thermomécaniques, qui exigent plus d'électricité, devrait continuer de s'étendre mais elle sera en partie compensée par l'application de normes obligeant les producteurs de papier à utiliser de la pâte recyclée, qui est peu énergivore.

La demande du secteur domestique et agricole devrait progresser de 1,3 % en moyenne entre 1992 et 2010, essentiellement en raison de l'augmentation du nombre de ménages. Finalement, la demande du secteur général et institutionnel devrait croître de 2,2 % entre 1992 et 2010, en raison surtout de l'accroissement du nombre des immeubles commerciaux.

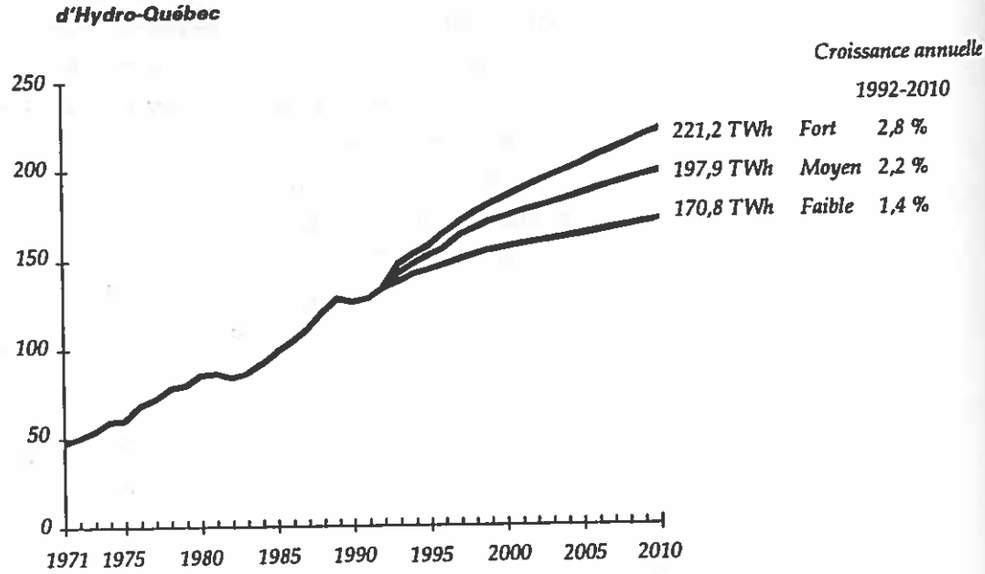
Le scénario moyen tient également compte des engagements actuels avec les industries à forte consommation d'électricité (fonte et affinage des métaux, sidérurgie et produits chimiques), qui représentent 560 MW. Entre 1993 et 1997, la croissance de la demande reliée à ces engagements sera relativement élevée, en partie à cause de la mise en service de nouvelles alumineries. Au-delà de ces engagements, le scénario moyen prévoit des projets d'expansion et des nouvelles implantations qui totaliseront 460 MW pour la période de 1992 à 2010, sans interventions commerciales d'Hydro-Québec. De ces 460 MW, une première tranche de 275 MW correspond à des projets dont la réalisation est hautement probable. Mais un certain nombre de projets, particulièrement après l'an 2000, sont plus aléatoires. Néanmoins, nous avons intégré une seconde tranche de 185 MW au scénario moyen en supposant que 20 % d'entre eux pourraient se réaliser.

Les scénarios fort et faible

Les scénarios fort et faible reflètent d'autres hypothèses de croissance démographique et économique, moins probables que celles retenues dans le scénario moyen mais néanmoins possibles. En 2010, l'écart entre la demande du scénario fort et celle du scénario faible serait de l'ordre de 50 TWh, comme l'indique le graphique 2. Cet écart considérable illustre le niveau d'incertitude que nous devons explicitement reconnaître dans notre planification.

Graphique 2

Scénarios d'évolution des ventes d'électricité au Québec sans interventions d'Hydro-Québec



Les contrats d'exportation signés

Pour établir les besoins globaux d'électricité, nous devons aussi tenir compte des contrats d'exportation à long terme déjà signés. Le contrat avec les New England Utilities, qui se terminera en l'an 2000, représente 7 TWh d'énergie garantie par année. Celui avec les Vermont Joint Owners, qui a commencé en 1990 et se terminera en 2020, porte sur de la puissance et de l'énergie garanties et prévoit des livraisons d'énergie annuelles pouvant atteindre un maximum de 2,5 TWh. Enfin, le contrat conclu avec la New York Power Authority pour de la puissance et de l'énergie saisonnières s'étendra de 1999 à 2018. Il prévoit des livraisons de 3 TWh par année, d'avril à octobre.

Les besoins globaux à satisfaire

Le tableau 7 montre d'abord, jusqu'en 2010, les besoins d'énergie que l'entreprise devra satisfaire selon le scénario moyen sans développement des marchés. Il montre ensuite l'ensemble des besoins qu'il faudra satisfaire en tenant compte des orientations proposées en matière de développement des marchés, de même que la réserve énergétique requise. Nous proposons d'appuyer notre planification sur ces besoins d'énergie.

Tableau 7

L'évolution des besoins globaux d'énergie selon le scénario moyen (en TWh)

	1992	1996	2000	2005	2010
Ventes d'électricité régulière au Québec	133	156	173	185	198
Livraisons selon ententes et autres	7	7	6	6	6
*Ventes à l'exportation **	12	9	12	5	5
Livraisons totales	152	172	191	196	209
Pertes électriques	13	16	18	19	21
Besoins sans développement des marchés	165	188	209	215	230
Besoins additionnels provenant :					
- du développement industriel	--	0	1	3	3
- des exportations	--	0	0	9	9
Besoins avec développement des marchés	165	188	210	227	242
Réserve énergétique requise	3	4	4	5	6
Total des besoins globaux d'énergie	168	192	214	232	248

*Plusieurs contrats d'exportation de courte durée arriveront à terme d'ici à 1995.

Le tableau 8 permet de voir l'impact des orientations proposées en matière de développement des marchés sur l'évolution des besoins de puissance, incluant la réserve requise.

Tableau 8

L'évolution des besoins globaux de puissance selon le scénario moyen (en MW)

	1996	2000	2005	2010
Besoins sans développement des marchés	*36 560*	*39 635*	*42 660*	*45 525*
Développement industriel	*60*	*150*	*340*	*400*
Exportations additionnelles	*–*	*–*	*1 600*	*1 600*
Besoins avec développement des marchés	*36 620*	*39 785*	*44 600*	*47 525*
Réserve requise	*4 525*	*4 770*	*5 120*	*5 165*
Total des besoins globaux de puissance	*41 145*	*44 650*	*49 720*	*52 690*

4.5 L'ÉQUILIBRE DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE

Les besoins globaux d'énergie et de puissance seront d'abord comblés par les moyens existants ou engagés, c'est-à-dire le parc de centrales hydroélectriques déjà en service, les achats à long terme déjà conclus, les centrales en construction et les nouveaux achats actuellement prévus auprès des producteurs privés. Cela suppose en outre que notre capacité de production actuelle sera maintenue et que les travaux de réfection nécessaires à cette fin seront réalisés.

Néanmoins, même en comptant sur les moyens existants ou engagés de même que sur les améliorations au réseau existant et sur l'efficacité énergétique, il restera, comme le montre le tableau 9, des besoins d'énergie à combler par la mise en service de nouveaux équipements ou par des achats additionnels.

Tableau 9

Bilan en énergie selon le scénario moyen

(en TWh)

	1996	2000	2005	2010
Besoins d'énergie à satisfaire	*192*	*214*	*232*	*248*
Moyens existants et engagés dont :				
• *parc existant et achats contractuels*	*173*	*173*	*172*	*172*
• *centrales en construction (La Grande – Phase II)*	*14*	*14*	*14*	*14*
• *production privée (contrats signés ou en négociation)*	*4*	*6*	*6*	*6*
Amélioration du réseau existant	*1*	*2*	*2*	*2*
Efficacité énergétique	*5*	*10*	*15*	*20*
Total des moyens identifiés	***197***	***205***	***209***	***214***
Écart entre les besoins et les moyens identifiés	**(5)**	**9**	**23**	**34**
Moyens additionnels nécessaires	**0**	**5**	**25**	**33**
Variations des stocks dans les réservoirs	**5**	**(4)**	**2**	**(1)**

Puisque nous recommandons d'utiliser la production hydroélectrique comme filière principale, nous présentons au tableau 10 une liste de projets envisageables et leurs dates de mise en service les plus hâtives. La réalisation de ces projets nécessitera l'ajout de lignes de transport dont nous ne faisons pas état dans ce tableau. En effet, l'introduction de la compensation série nous donne une grande flexibilité et l'ampleur des ajouts nécessaires dépendra de la configuration du réseau de transport au moment où nous aurons à prendre des décisions pour chacun des projets envisagés.

Tableau 10

Projets hydroélectriques envisagés pour combler les besoins d'énergie

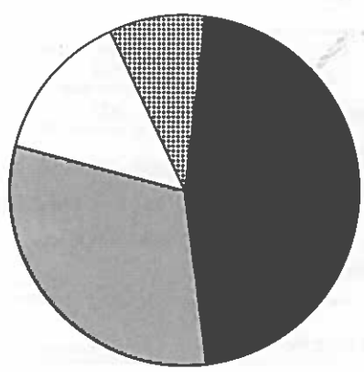
Projets	Date de mise en service la plus hâtive	Puissance (MW)	Énergie (TWh)
Centrales de base			
Laforge-2	*1996*	*290*	*1,8*
Eastmain-1	*1998*	*465*	*2,7*
Haut-Saint-Maurice	*2000*	*615*	*2,9*
Sainte-Marguerite	*2001*	*820*	*4,4*
Ashuapmushuan	*2003*	*730*	*3,5*
Grande-Baleine	*2001-2002*	*3 210*	*16,2*
En réserve			
NBR	*à compter de 2007*	*8 350*	*46,3*
Centrales d'appoint			
Kipawa et Mercier	*2001*	*190*	*0,9*
En réserve			
Autres centrales, dont :	*vers 2000*	*500 à 600*	*2,5 à 3*
La Sarcelle, Boyd et Sakami			

Les dates de mise en service indiquées dans le tableau tiennent compte des délais de construction ainsi que des délais d'obtention des autorisations actuellement prévisibles. La réalisation des projets est toutefois soumise à divers aléas, qui pourraient nous obliger à nous tourner vers des solutions de rechange qui seront probablement plus coûteuses que les moyens initialement envisagés. Ces solutions pourraient comprendre, entre autres : un accroissement de la cogénération actuellement prévue, le recours à des centrales de moyenne envergure, des achats supplémentaires auprès de réseaux voisins et la construction de centrales à cycle combiné.

Les graphiques 3 et 4 illustrent l'importance relative des moyens nécessaires, en sus des centrales en construction, pour satisfaire les nouveaux besoins d'énergie, y compris ceux rattachés au développement des marchés. Ainsi, pour la période 1993-2000, les économies d'énergie combleront 46 % des besoins, tandis que les nouveaux projets hydroélectriques satisferont 14 % de ces besoins. Pour la période de 1993 à 2005, leur part respective sera de 37 % et de 36 %.

Graphique 3

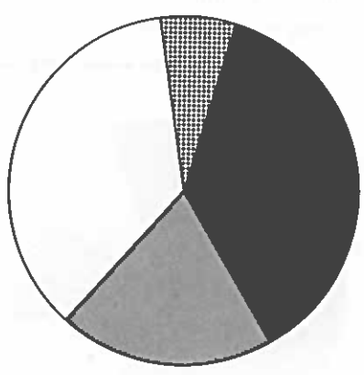
Contribution des nouveaux moyens à la satisfaction des besoins d'énergie
Période 1993-2000



Économies d'énergie	*46 %*
Production privée	*31 %*
Hydroélectricité	*14 %*
Amélioration du réseau existant	*9 %*

Graphique 4

Contribution des nouveaux moyens à la satisfaction des besoins d'énergie
Période 1993-2005



Économies d'énergie	*37 %*
Production privée	*20 %*
Hydroélectricité	*36 %*
Amélioration du réseau existant	*7%*

Le tableau 11 indique les besoins de puissance à combler au moment de la pointe annuelle et les solutions envisageables pour assurer leur satisfaction.

Tableau 11

Bilan en puissance selon le scénario moyen

(en MW)

	1996	2000	2005	2010
Besoins de puisance à satisfaire	*41 145*	*44 650*	*49 720*	*52 690*
Moyens existants et engagés dont :				
• *parc existant et achats contractuels*	*33 500*	*33 425*	*33 270*	*33 210*
• *centrales en construction (La Grande – Phase II)*	*2 510*	*2 510*	*2 510*	*2 510*
• *production privée*	*760*	*760*	*760*	*590*
Amélioration du réseau existant	*200*	*340*	*400*	*400*
Efficacité énergétique dont :				
• *économies d'énergie*	*1 050*	*1 960*	*2 910*	*4 080*
• *bi-énergie*	*1 755*	*1 750*	*1 590*	*1 425*
• *puissance interruptible*	*1 200*	*1 200*	*1 200*	*1 200*
Partage de réserve	*600*	*600*	*600*	*600*
Total des moyens identifiés	*41 575*	*42 545*	*43 240*	*44 015*
Autres moyens nécessaires	**–**	**2 010**	**6 480**	**8 675**

Les centrales hydroélectriques envisagées pour équilibrer le bilan en énergie combleront une grande partie des besoins de puissance prévus. Si d'autres moyens s'avéraient nécessaires, nous pourrions recourir, comme le montre le tableau 12, à un ensemble diversifié de solutions.

Tableau 12

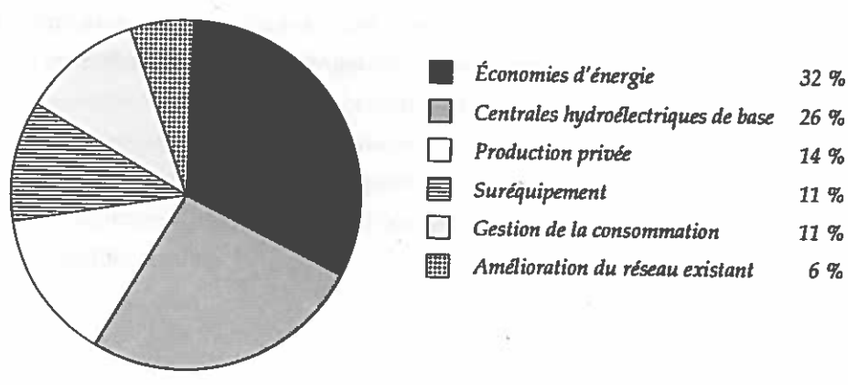
Moyens disponibles pour combler les besoins de puissance

	Puissance disponible (MW)	Date de mise en service la plus hâtive
Suréquipements		
Manic-3	*600*	*1999*
Manic-2	*320*	*1999*
Manic-1	*135*	*1999*
Outardes-4	*350*	*2002*
Outardes-3	*480*	*2002*
Outardes-2	*280*	*2002*
Autres moyens		
Puissance interruptible additionnelle	*300*	*Ces moyens peuvent être mis en œuvre dans des délais relativement courts*
Expansion du parc bi-énergie résidentiel	*100*	
Utilisation de génératrices d'urgence déjà installées chez nos clients	*100*	
Achats des réseaux voisins	*100*	
Turbines à gaz	*Au besoin*	

Le graphique 5 illustre l'importance relative des moyens envisagés dans la satisfaction des nouveaux besoins de puissance. En l'an 2000, l'efficacité énergétique (économies d'énergie et gestion de la consommation) comblera 43 % des besoins de puissance tandis que les équipements hydroélectriques, de base et de pointe, satisferont 37 % de ces besoins.

Graphique 5

Contribution des nouveaux moyens à la satisfaction des besoins de puissance en l'an 2000



4.6 Les décisions à prendre d'ici à 1995

Les orientations que nous proposons dans le présent plan nécessiteront diverses décisions d'ici à 1995. Nous indiquons ci-dessous, pour les horizons à court, moyen et long terme, la nature de ces décisions et les dates auxquelles elles devraient être prises.

Les décisions relatives aux besoins prévus durant la période 1996-2000

Les projets des centrales de Laforge-2, Eastmain-1 et du Haut-Saint-Maurice devront être mis en service entre 1996 et 2000, pour satisfaire les besoins d'électricité de cette période. Nous les avons inclus dans le scénario moyen à leur date de mise en service la plus hâtive. Dans le cas de la centrale de Laforge-2, les travaux ont débuté à l'automne de 1992. Dans le cas du projet Eastmain-1, la décision relative au démarrage des travaux devra être prise à l'été de 1993. En ce qui concerne les centrales du Haut-Saint-Maurice, la décision devra être prise en 1995 en vue d'une mise en service en l'an 2000.

Si les besoins s'avéraient moindres que prévu, nous retarderions la mise en oeuvre de certains projets. Par contre, s'ils dépassaient nos prévisions de façon notable, nous pourrions combler le déficit par un accroissement de la cogénération et des centrales de moyenne envergure. Quelques projets, notamment ceux des centrales La Sarcelle, Boyd et Sakami, peuvent en effet être envisagés à l'horizon 2000.

Pour ce qui est des équipements de pointe, nous envisageons le suréquipement de la centrale de Manic-3 pour 1999 ; la décision d'entreprendre les travaux devra être prise au début de 1994. Compte tenu de l'augmentation de la puissance interruptible et du parc bi-énergie résidentiel prévue d'ici à 1996, les besoins de puissance seraient alors comblés.

Dans le cas où la croissance des besoins de puissance serait plus élevée que prévu, nous pourrions y faire face en recourant à un ensemble de moyens de gestion de la consommation pouvant être mis en oeuvre dans un délai relativement court.

Les décisions relatives aux besoins prévus pour la période 2001-2005

Pour satisfaire les besoins découlant d'un scénario de développement des marchés, dans lequel il y aurait des exportations additionnelles de 1 500 MW, il faudrait procéder à la mise en service des centrales du complexe Grande-Baleine et de la centrale Sainte-Marguerite, de même qu'à celle des centrales de moyenne envergure de Kipawa et de Mercier entre 2001 et 2005. Ces projets représentent au total 4 220 MW ou 21,5 TWh . Des suréquipements ou des moyens de gestion de la consommation de l'ordre de 500 MW seraient également nécessaires. Dans un scénario de développement des marchés sans exportations additionnelles, les centrales de base nécessaires pour cette période totaliseraient 1 700 MW ou environ 9 TWh et il faudrait en plus des suréquipements ou des moyens de gestion de la consommation représentant environ 1 200 MW.

Le début du prochain siècle apparaît comme une période particulièrement critique. Quel que soit le scénario retenu, il faudra compter sur un équipement de taille importante dès les premières années de la prochaine décennie. Une décision à ce sujet devrait être prise, au plus tôt, en 1993 ou 1994. Le choix du projet hydroélectrique à retenir dépendra alors des centrales disponibles et de l'évolution des besoins. Si aucun de nos grands projets hydroélectriques ne pouvait être mis en oeuvre à temps, il faudrait recourir à une ou plusieurs des solutions suivantes : centrales de moyenne envergure, cogénération ou centrales au gaz naturel à cycle combiné. La croissance de nos coûts et de nos tarifs risquerait alors d'être plus marquée à cet horizon.

Si la demande était plus forte ou plus faible, les dates de mise en service des projets hydroélectriques seraient rajustées de manière à maintenir un équilibre entre l'offre et la demande d'électricité.

En ce qui à trait à l'équilibre du bilan en puissance, aucune décision n'est nécessaire avant 1996 en ce qui concerne les moyens de gestion de la consommation ou le suréquipement des centrales hydroélectriques existantes. Entre temps, toutefois, nous évaluerons le potentiel de gestion de la consommation avec plus de précision et nous poursuivrons les avant-projets des suréquipements des centrales Outardes-4, Outardes-3 et Outardes-2 afin de nous ménager toute la flexibilité requise.

Les décisions relatives aux besoins prévus pour la période 2006-2010

Pour la période 2006-2010, aucune décision ne s'impose avant 1995 ou 1996. Nous reverrons l'équilibre à long terme de l'offre et de la demande au cours des prochaines années, à la lumière de l'évolution des besoins. Le prochain plan de développement traitera plus en détail de cette période.

4.7 Les investissements requis

De 1993 à 2002, les orientations que nous proposons en matière d'offre et de demande d'électricité supposent des investissements de 32,9 milliards de dollars.

Tableau 13

Investissements nécessaires pour maintenir l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité – Période 1993-2002

(en milliards de dollars)

Équipements de production et de transport requis pour satisfaire les besoins d'énergie	25,2
Réfection des centrales	4,0
Programmes d'économies d'énergie, de gestion de la consommation et d'électrotechnologies	2,3
Équipements de production et de transport nécessaires pour satisfaire les besoins de pointe	1,4
Total	32,9

Le prix de l'électricité

5

Notre clientèle a des attentes nombreuses et complexes. Mais ces attentes ne doivent pas masquer sa préoccupation majeure : l'évolution du prix de l'électricité.

Cette préoccupation est facile à comprendre. La grande majorité de nos clients résidentiels ont choisi l'électricité pour le chauffage des locaux et de l'eau. L'électricité est donc un élément important de leur budget, surtout en hiver. Pour nos clients industriels, les prix de l'électricité prennent une importance croissante dans la mesure où la mondialisation des marchés intensifie la concurrence pour toutes les entreprises. À l'extérieur du Québec, la production d'électricité repose encore largement sur les combustibles. Or, la baisse de leur prix ralentit la croissance des coûts de l'électricité dans les provinces et les États concurrents. Dans le secteur général et commercial, le coût de l'électricité représente une faible part des coûts globaux des clients. Cependant, certains clients de ce secteur pourraient être tentés d'opter pour des énergies concurrentes si l'écart de prix s'élargissait par rapport à l'électricité.

Nous nous devons donc de garder nos tarifs les plus bas possible, même s'ils sont déjà parmi les moins élevés d'Amérique du Nord comme le montre le tableau 14.

Tableau 14

Indice comparatif des prix de l'électricité (mai 1992*)

	Domestique 1 000 kWh	Petite puissance 40 kW ou 10 000 kWh	Moyenne puissance 1 000 kW ou 400 000 kWh	Grande puissance 50 000 kW (Facteur d'utilisation de 85 %)
Canada				
Montréal	*100*	*100*	*100*	*100*
Toronto	*155*	*131*	*138*	*142***
Winnipeg	*95*	*70*	*73*	*84*
Edmonton	*114*	*111*	*104*	–
Vancouver	*101*	*75*	*75*	*90*
États-Unis				
New York	*271*	*209*	*208*	*246*
Boston	*226*	*186*	*169*	*243*
Détroit	*223*	*170*	*167*	*203*
Chicago	*192*	*150*	*151*	*156*

* Excluant toutes les taxes.
** Selon les tarifs d'Ontario Hydro

Afin de maintenir l'avantage concurrentiel de nos tarifs, nous proposons que nos hausses tarifaires soient alignées, en moyenne, sur l'inflation. C'est le point-repère retenu par notre clientèle. L'évolution de nos tarifs à moyen et à long terme doit suivre l'évolution de nos coûts et assurer notre stabilité financière. Ce n'est pas en laissant s'éroder nos critères financiers, mais plutôt en freinant la croissance de nos charges, que nous réussirons à fournir l'électricité à nos clients au meilleur prix possible.

Le présent chapitre expose les mesures que nous mettrons en oeuvre pour répondre à la préoccupation de notre clientèle quant au coût de l'électricité. Nous aborderons les éléments suivants : les programmes d'économie d'énergie et la politique tarifaire, l'évolution des tarifs, le contrôle des coûts et la politique financière et, finalement, la réduction de l'interfinancement entre les différentes catégories de clients.

Orientation 29
RESTRUCTURER GRADUELLEMENT NOS TARIFS POUR FAVORISER UNE UTILISATION PLUS RATIONNELLE DE L'ÉLECTRICITÉ ET PERMETTRE À LA CLIENTÈLE DE RÉDUIRE SA FACTURE.

Afin de sensibiliser notre clientèle aux avantages des économies d'énergie, nous avons déjà lancé des programmes de subvention centrés sur certains produits économiseurs. Compte tenu de son investissement, le client participant est gagnant à moyen et à long terme : sa facture d'électricité est appelée à diminuer.

Nous proposons de refondre graduellement notre structure tarifaire et de donner un signal de prix plus fidèle en introduisant des tarifs qui varieront selon les saisons. La fourniture d'électricité coûte plus cher à l'entreprise en hiver parce que la demande est alors plus forte et nous oblige à utiliser des équipements plus coûteux. Inversement, elle nous coûte moins cher l'été. En offrant à nos clients une tarification saisonnière et en introduisant des options tarifaires, nous les inciterons à mieux cibler leurs économies d'énergie.

À notre avis, cette réforme peut être mise en oeuvre assez rapidement dans le secteur résidentiel et pour la grande entreprise. Dans le secteur commercial, elle devrait se faire plus graduellement, au même rythme que la simplification des tarifs généraux et la réduction de l'interfinancement. Compte tenu de la faiblesse des prix actuels des combustibles, il serait inopportun de hausser les tarifs du secteur commercial en hiver sans réaliser aussi les autres éléments de la réforme prévue pour ce secteur. Nous entendons procéder avec prudence dans cette réforme afin de nous assurer de promouvoir l'efficacité énergétique plutôt que la fuite vers les combustibles.

Par ailleurs, nous sommes prêts à explorer avec nos grands clients industriels de nouvelles formules de tarification qui leur permettraient d'abaisser leurs frais en modifiant leur mode de fonctionnement. Bien sûr, ces nouvelles formules devront aussi avoir un effet neutre sur notre situation financière globale afin de ne pas pénaliser le reste de la clientèle.

Orientation 30

ALIGNER NOS HAUSSES TARIFAIRES SUR L'INFLATION POUR LA PÉRIODE 1993-2000.

Nous proposons que la croissance moyenne de nos tarifs pour la période 1993-2000 ne soit pas supérieure à l'inflation. Cela n'exclut pas des dépassements occasionnels. Ainsi, les années où des équipements de production seraient mis en service, les augmentations de tarifs pourraient dépasser l'inflation ; cette situation serait toutefois compensée par des hausses inférieures à l'inflation durant les périodes plus favorables.

C'est le contrôle de l'ensemble de nos coûts, plus particulièrement des charges d'exploitation, qui nous permettra d'aligner nos hausses globales sur l'inflation.

Le tableau 15 présente la structure de nos coûts unitaires. En 1992, les amortissements, la charge d'intérêt, les achats à long terme, les taxes ainsi que le rendement sur l'avoir propre – regroupés sous la rubrique *Autres charges et intérêts* – représentent 74 % de nos coûts totaux et sont relativement incompressibles. Cette situation découle de décisions passées, qui nous permettent d'avoir aujourd'hui des tarifs d'électricité comptant parmi les plus bas en Amérique du Nord.

Tableau 15

Structure des coûts de fourniture unitaires pour les clients assujettis au règlement tarifaire

	¢/kWh		Taux de croissance annuel moyen
	1992	2000	%
Frais d'exploitation	*1,4*	*1,5*	*0,8 %*
Autres charges et intérêts	*3,9*	*5,4*	*4,3 %*
Total	**5,3**	**6,9**	**3,4 %**

L'ensemble des orientations que nous proposons, de même que les projets en cours, nous amèneront à investir quelque 53 milliards de dollars d'ici à 2002, soit 19,6 milliards dans les activités reliées au service et 32,9 milliards pour le maintien de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité. Par ailleurs, elles nous amèneront à prendre, auprès des producteurs privés, des engagements d'achat à long terme estimés à près de 400 millions de dollars pour la seule année 2000.

Par conséquent, les autres charges et les intérêts passeront de 3,9 ¢/kWh en 1992 à 5,4 ¢/kWh en l'an 2000. Leur croissance annuelle moyenne sera donc de 4,3 %, alors que le taux d'inflation prévu est de l'ordre de 3,5 %. Pour aligner nos hausses tarifaires moyennes sur l'inflation, nous devrons donc réaliser des gains de productivité de l'ordre de 20% de manière à réduire nos frais unitaires d'exploitation et ainsi ramener leur croissance annuelle à moins de 1 %.

Néanmoins, un certain nombre de facteurs échappent à notre contrôle et pourraient rendre difficile l'alignement des hausses tarifaires sur l'inflation. Ce sont : l'évolution de la demande, des taux d'intérêt et des taux de change, le niveau des taxes et l'hydraulicité.

La croissance de la demande exerce une pression à la hausse sur nos charges. Nos projets de centrales, bien que concurrentiels par rapport à d'autres filières de production, entraînent des coûts de plus en plus élevés. De plus, la filière hydroélectrique exige beaucoup de capital. Or, le coût du capital est directement lié à l'évolution des taux d'intérêt réels (les taux nominaux moins le taux d'inflation) et dans une moindre mesure à l'évolution des taux de change. Relativement bas durant la décennie 70, les taux réels sont très élevés depuis le début des années 80. Les politiques monétaires du gouvernement canadien et le ralentissement de l'inflation laissent entrevoir une baisse éventuelle de ces taux, mais pas jusqu'aux niveaux des années 70. En fait, nous ne prévoyons qu'une baisse modeste des taux d'intérêt réels.

Si les taux d'intérêt réels ne baissaient pas comme prévu, ou s'ils augmentaient, la croissance de nos coûts serait plus accentuée. Les risques de change, par contre, peuvent être gérés en bonne partie par l'utilisation des crédits croisés et d'autres méthodes de couverture. Quant au niveau des taxes et des frais de garantie sur la dette, nos projections sont fondées sur les taux actuellement en vigueur.

Nous proposons par ailleurs la création d'un fonds de stabilisation afin de pallier le principal risque financier associé à la filière hydroélectrique : l'évolution de l'hydraulicité. Grâce à un fonds de stabilisation, les revenus tirés des ventes d'énergie excédentaire durant les cycles de forte hydraulicité pourraient servir au financement des moyens de production exceptionnels requis pendant les périodes de faible hydraulicité. Un tel mécanisme contribuerait à stabiliser nos résultats financiers et à mieux protéger notre clientèle contre les chocs tarifaires. Au cours des dernières années, la faible hydraulicité nous a coûté près de 700 millions de dollars ; elle a entraîné des hausses tarifaires plus importantes et une détérioration de nos ratios financiers. Comme les fluctuations de l'hydraulicité peuvent perturber notre cadre financier, il apparaît justifié de mettre en oeuvre un fonds de stabilisation, puisque c'est l'un des rares moyens qui s'offrent pour gérer ce risque.

Le contrôle des charges

L'analyse comparative de nos coûts d'exploitation indique que, abstraction faite de l'avantage conféré par l'hydroélectricité, notre performance se situe en deçà de celle des entreprises d'électricité les plus efficaces.

Afin de réduire l'écart qui nous sépare de ces dernières, nous devrons augmenter sensiblement notre productivité de manière à contenir la croissance de nos frais d'exploitation. La pression additionnelle exercée sur les coûts par la mise en service de nouveaux équipements, par exemple, devra être absorbée à même ces gains de productivité. Nous visons un gain cumulatif de l'ordre de 20 % d'ici à l'an 2000.

Nos domaines d'intervention prioritaires sont : l'organisation de l'entreprise et l'optimisation des principaux processus de travail. Nous adopterons progressivement les techniques observées dans les entreprises les plus performantes. La réforme des processus de travail s'appuie sur des stratégies de gestion favorisant la mobilité des ressources humaines entre les domaines d'activité en décroissance, telles les activités de soutien, et les domaines en croissance, principalement associés à la fourniture directe de produits et de services.

D'autre part, nous entendons rationaliser nos investissements et réexaminer en profondeur les méthodes de conception et de réalisation de nos projets dans le but d'en réduire les coûts. Dans ce dernier cas, l'application des principes de l'assurance de la qualité, qui touchera aussi bien les processus de travail internes que les relations avec nos fournisseurs, visera à réduire les coûts rattachés à la non-qualité.

En matière de contrôle des charges, notre défi fondamental consiste, en définitive, à réaliser des gains permanents sans porter atteinte à la réalisation de nos autres objectifs d'amélioration.

L'ACCROISSEMENT DES REVENUS

Toute une série de mesures visent à accroître nos revenus. Leur importance respective varie mais leur effet global est appréciable.

Ainsi, le recouvrement des créances douteuses, fondé sur le principe de l'équité, contribue aussi à limiter les hausses tarifaires. À la fin de 1991, les mauvaises créances se chiffraient à près de 70 millions de dollars. Nous comptons les réduire sensiblement au cours des prochaines années afin d'atteindre des résultats comparables à ceux des entreprises d'électricité les plus performantes au Canada.

À cette fin, nous prévoyons : améliorer la qualité de l'information contenue dans nos dossiers ; veiller à ce que notre nouvelle clientèle commerciale nous fournisse en tout temps les garanties de paiement exigées ; nous montrer plus fermes vis-à-vis de la clientèle ayant des paiements en souffrance (rappels, ententes de paiement, avis d'interruption), et appliquer plus rapidement notre procédure d'interruption de service pour les clients ayant dépassé les délais prescrits, tout en évitant les coupures de courant en hiver chez la clientèle résidentielle.

Toujours en vue d'accroître nos revenus, nous utiliserons nos interconnexions pour effectuer des transactions d'achat-revente et nous intensifierons la commercialisation des produits de haute technologie que nous aurons mis au point. Notons également que les revenus tirés des contrats d'exportation nous aideront à aligner les hausses de nos tarifs sur l'inflation.

Orientation 31
Renforcer notre situation financière en atteignant l'ensemble de nos ratios financiers.

Nos activités exigent de grands investissements, qui nous obligent à faire régulièrement appel aux marchés financiers. Afin de nous assurer de bonnes conditions de financement, nous visons à maintenir les ratios suivants :

- une couverture d'intérêt supérieure à 1,0 ;
- un taux de capitalisation d'au moins 25 % ;
- un taux d'autofinancement d'au moins 30 % ;
- un rendement sur l'avoir propre au moins égal au coût de la dette.

Nous revoyons périodiquement le niveau de ces ratios afin de nous assurer de leur pertinence. Nous examinerons plus particulièrement le ratio d'autofinancement en fonction de l'évolution de la structure de nos coûts et des investissements prévus.

Conformément à ces critères globaux, notre politique tarifaire pour les marchés assujettis au règlement tarifaire vise à refléter les coûts de fourniture propres à ces marchés, tout en assurant un rendement sur l'avoir propre comparable à celui observé dans d'autres types de service public.

L'alignement des hausses tarifaires sur l'inflation devrait nous permettre de maintenir une couverture des intérêts supérieure à 1 et un taux d'autofinancement supérieur à 30 % d'ici à l'an 2000. Cependant, de telles hausses ne permettraient pas de respecter, chaque année, deux autres critères financiers, soit un taux de capitalisation d'au moins 25 % et un rendement global au moins égal au coût de la dette ; ces deux critères seront toutefois rétablis une fois passée la période de mise en service des équipements en construction et grâce à l'atteinte de nos objectifs à long terme concernant les gains de productivité.

Orientation 32
Diminuer significativement l'interfinancement entre les marchés.

Dans nos derniers plans de développement, nous avons souligné que les bénéfices réalisés auprès de la clientèle assujettie aux tarifs de petite et de moyenne puissance aidaient à financer le service offert à d'autres catégories de clients qui profitent de tarifs inférieurs à ce qu'ils devraient être. Nous avons également expliqué que cette situation d'interfinancement, outre l'inégalité qu'elle crée, présente des risques commerciaux et financiers. Or, la diminution réelle de l'interfinancement au cours des dernières années a été très faible ; nous demeurons donc résolus à le réduire graduellement d'ici à l'an 2000.

Conclusion

Les propositions contenues dans les pages qui précèdent visent à nourrir la réflexion sur l'avenir de l'électricité, et plus particulièrement sur les orientations d'Hydro-Québec à moyen et à long terme. Les options que nous recommandons sont celles qui, tout bien considéré, nous apparaissent comme les plus globalement avantageuses pour notre clientèle et pour l'ensemble du Québec.

Ce document est l'aboutissement d'un processus combinant l'analyse et le dialogue. Il a été élaboré en fonction de nos études, mais aussi en fonction des attentes exprimées par notre clientèle et des commentaires formulés par les nombreux groupes qui ont participé à nos consultations.

Nous entendons maintenir ce processus, en l'améliorant sans cesse. Ainsi, nous nous appuierons plus systématiquement sur la planification intégrée des ressources, qui favorise la prise en compte de la totalité des avantages et des désavantages des options analysées. Nous poursuivrons également, sur une base permanente, l'écoute de notre clientèle et la consultation publique.

Le dialogue est en effet indispensable à notre progression. Ce n'est que dans un climat d'ouverture – et en misant sur la mobilisation et le savoir-faire de tout notre personnel – que nous réussirons à être reconnus, à l'horizon 2000, comme la meilleure entreprise d'électricité du Canada pour la qualité des services, en même temps qu'un partenaire majeur dans le développement durable du Québec.

Nous souhaitons que nos propositions favorisent une discussion éclairée et constructive, où tous les participants seront animés par un même souci du bien commun. Pour notre part, nous continuerons d'oeuvrer résolument au mieux-être de la collectivité. Et notre but fondamental, comme entreprise de service, restera toujours la satisfaction totale des besoins de notre clientèle.

Vue d'ensemble des orientations proposées
Plan de développement 1993

Le service

La qualité du service à la clientèle

Orientation 1 Continuer d'améliorer le service de base et le personnaliser davantage.

Orientation 2 Aider davantage le client à gérer sa facture et à contrôler sa consommation.

La qualité du produit

Orientation 3 Poursuivre l'amélioration de la continuité du service.

Orientation 4 S'assurer que la qualité de l'onde électrique répond pleinement aux exigences de fonctionnement des équipements des clients.

La responsabilité environnementale et sociale

Orientation 5 Protéger la santé de la population.

Orientation 6 Promouvoir davantage la sécurité près de nos installations.

Orientation 7 Protéger la qualité de vie et le milieu naturel, et mieux gérer nos rebuts d'exploitation.

Orientation 8 Maximiser les retombées économiques de nos activités.

Les ressources humaines et la gestion

Orientation 9 Assurer la pleine adhésion du personnel à la culture de la qualité.

Orientation 10 Mettre en valeur le savoir-faire de notre personnel.

Orientation 11 Mettre en place une structure et un mode de gestion plus efficaces.

Orientation 12 Améliorer la sécurité au travail.

Orientation 13 Assurer une meilleure représentation des femmes et des membres des minorités au sein de notre personnel.

La technologie

Orientation 14 Viser à consacrer 2 % de notre chiffre d'affaires à la R et D.

Orientation 15 Favoriser le maillage avec les industries, les universités et les centres de recherche.

Orientation 16 Intensifier la commercialisation des produits technologiques découlant de nos recherches.

L'offre et la demande d'électricité à long terme

Les moyens

Orientation 17	Prioriser l'amélioration du réseau existant et les économies d'énergie.
Orientation 18	Maintenir l'objectif d'économies d'énergie de 9,3 TWh en l'an 2000.
Orientation 19	Privilégier la filière hydroélectrique, y compris les petites centrales des producteurs privés, comme filière principale.
Orientation 20	Oeuvrer en harmonie avec les populations touchées par les projets hydroélectriques.
Orientation 21	D'ici à l'an 2000, privilégier la cogénération comme filière d'appoint.
Orientation 22	Entreprendre un programme d'avant-projets pour les centrales hydroélectriques de moyenne envergure.
Orientation 23	Réaliser des programmes de démonstration d'unités éoliennes dans les réseaux non reliés.
Orientation 24	Réduire au minimum l'installation de turbines à gaz pour satisfaire la demande de pointe.
Orientation 25	Étudier les externalités reliées aux moyens de production.

Le développement des marchés

Orientation 26	Favoriser l'implantation des électrotechnologies.
Orientation 27	Favoriser une implantation ciblée et limitée d'industries à forte consommation d'électricité.
Orientation 28	Favoriser le développement des exportations.

Le prix de l'électricité

Orientation 29	Restructurer graduellement nos tarifs pour favoriser une utilisation plus rationnelle de l'électricité et permettre à la clientèle de réduire sa facture.
Orientation 30	Aligner nos hausses tarifaires sur l'inflation pour la période 1993-2000.
Orientation 31	Renforcer notre situation financière en atteignant l'ensemble de nos ratios financiers.
Orientation 32	Diminuer significativement l'interfinancement entre les marchés.

ANNEXES

1. Rapport de consultation
2. Efficacité énergétique
3. Moyens de production
4. Contribution au développement économique du Québec
5. Exportations à long terme et utilisation des interconnexions
6. Prévision de la demande d'électricité au Québec
7. Orientations tarifaires à long terme

DOCUMENTS DE TRAVAIL

Combinaisons d'options – Impacts
Combinaisons d'options – Méthodologie d'analyse des impacts
Amélioration du réseau existant
Environnement
Progrès technologiques et utilisation efficace de l'électricité

Pour obtenir ces documents,
adresser une demande écrite à :

Hydro-Québec
Centre d'information
4e étage
680, rue Sherbrooke ouest
Montréal (Québec)
H3A 2M7
Télécopieur : (514) 289-3674

ou téléphoner à : 1-800-Énergie

Dépôt légal – 4e trimestre 1992
Bibliothèque nationale du Québec
Bibliothèque nationale du Canada
ISBN 2-550-26718-4
92-181-F
This document is available in English.

Engagement de performance

1993-1995

Hydro-Québec

Table des matières

Avant-propos

Le document que voici constitue l'engagement de performance d'Hydro-Québec envers son actionnaire, sa clientèle et l'ensemble de la collectivité. Il est au coeur même de notre démarche de gestion intégrale de la qualité.

L'*Engagement de performance* fait suite au *Plan de développement 1993 – Proposition* déposé en novembre dernier, selon le nouveau processus triennal de planification institué en 1991. Un second document, la *Proposition tarifaire pour 1993 et 1994*, traite des hausses de tarifs ainsi que des modifications aux structures tarifaires. La proposition de plan de développement sera discutée devant la Commission parlementaire de l'Économie et du Travail convoquée pour la fin de février 1993. L'engagement de performance et la proposition tarifaire seront discutés dans le même cadre au mois de mars.

Au début de 1994, nous présenterons un rapport général de suivi qui fera le point sur les résultats atteints en regard de notre engagement. Nous ferons de même au début de l'année suivante, et déposerons alors nos propositions tarifaires pour 1995.

Les indicateurs contenus dans le présent document sont classés par grands domaines, selon les orientations exposées dans la proposition de plan de développement 1993 et selon les zones de performance et les domaines d'intervention que nous comptons privilégier dans les années qui viennent. Sauf indication contraire, ils représentent des valeurs moyennes ou cumulées, calculées sur la base d'une année civile.

Pour chaque indicateur, nous présentons le contexte, notre performance des dernières années et notre cible pour 1995, avec des points de repère pour 1993 et 1994. Nous indiquons en outre les principaux moyens que nous comptons déployer pour atteindre cette cible.

Des choix qui engagent

La proposition de plan de développement 1993 déposée en novembre dernier présente les orientations à long terme d'Hydro-Québec ainsi que les principaux domaines d'intervention que nous comptons privilégier. Pour quelques-uns de ces domaines, nous procédons à des études afin de préciser les cibles et les actions les plus appropriées. Mais pour la grande majorité d'entre eux, nous sommes déjà engagés dans des actions concrètes, en fonction de 27 cibles précises exposées dans les pages qui suivent.

Ainsi, le présent engagement de performance indique les cibles d'amélioration et de maintien que nous nous engageons à atteindre d'ici 1995. Axé sur les résultats, il détermine en définitive le plan d'action triennal de l'entreprise.

Le rythme d'implantation des mesures envisagées reflète l'environnement dans lequel l'entreprise évolue sur les plans économique, énergétique, financier, organisationnel et social.

Dans ce contexte général, que nous décrivons ci-après, Hydro-Québec est amenée plus que jamais à faire des choix : au cours des prochaines années, nous devrons concentrer nos efforts d'amélioration sur un nombre restreint de cibles tout en réalisant des gains de productivité importants.

Notre réussite à cet égard exigera une profonde modification de nos façons de faire et de notre organisation. Ce changement fondamental, nous l'avons amorcé il y a deux ans avec le Défi performance. Le présent engagement s'inscrit au coeur même de cette démarche axée sur la qualité totale et la satisfaction intégrale de nos clients.

L'environnement économique et énergétique

Entré dans une longue récession au deuxième trimestre de 1990, le Québec, tout comme le Canada, a enregistré une baisse de son PIB réel en 1990 et 1991. Toutefois, à l'instar des économies canadienne et américaine, l'économie québécoise a affiché des signes de reprise au cours de 1992. Grâce au redressement des exportations vers les États-Unis et à la relance des dépenses des ménages, le Québec a connu une croissance économique de 0,7 % en 1992 et ce taux devrait atteindre 2,9 % en 1993.

En 1994 et 1995, la croissance du PIB réel devrait s'établir autour de 3,5 %, les perspectives de reprise étant limitées par la situation financière des particuliers et des gouvernements.

Au Québec, la dernière récession a lourdement affecté le secteur manufacturier, dont elle a accéléré, dans une certaine mesure, la restructuration. L'actuelle reprise devrait profiter à ce secteur en premier lieu.

Au cours des trois prochaines années, le regain de l'activité économique stimulera la demande d'électricité au Québec, mais moins que nous l'avions prévu dans le rapport général de suivi déposé en février 1992. Compte tenu des économies d'énergie, les ventes d'électricité régulière dans la province devraient passer de 132,0 térawattheures (TWh) en 1992 à 139,4 en 1993, soit une hausse de 5,6 % attribuable notamment aux alumineries entrées en service à la fin de 1992, et devraient atteindre 148,6 TWh en 1995.

Depuis 1991, la Banque du Canada poursuit une politique monétaire expansionniste visant à renforcer la croissance économique ; l'inflation n'a d'ailleurs été que de 1,5 % en 1992, contre 5,6 % en 1991. Cette politique a été momentanément interrompue à l'automne 1992, le dollar canadien ayant chuté de 0,85 $ US à 0,78 $ US,

TABLEAU 1
ÉVOLUTION DE L'ENVIRONNEMENT ÉCONOMIQUE ET ÉNERGÉTIQUE

	Résultats			Prévisions		
	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Taux de croissance du PIB au Québec (%)	-0,5	-1,4	0,7	2,9	3,5	3,6
Ventes d'électricité régulière au Québec						
Volume des ventes (TWh)	126,0	127,2	132,0	139,4	144,4	148,6
Taux de croissance	-1,2	1,0	3,7	5,6	3,6	2,9
Hausse de l'indice des prix à la consommation au Canada (%)	4,8	5,6	1,5	2,3	2,7	3,0
Taux d'intérêt des obligations d'Hydro-Québec de 10 ans et plus (%)						
Marché canadien	11,5	10,6	9,5	9,7	9,8	9,8
Marché américain	9,5	8,9	8,2	8,6	9,0	9,2
Taux de change du dollar canadien au 31 décembre 1992						
Dollars des États-Unis	0,862	0,865	0,787	0,784	0,794	0,806

mais a été reprise à la fin de 1992 dès que le dollar a été stabilisé. Ainsi devrait-on voir des taux d'intérêt à court terme peu élevés en 1993 au Canada. Cependant, la remontée de la demande et du crédit en Amérique du Nord devrait entraîner des pressions à la hausse sur ces taux vers la fin de 1993. Après l'actuelle période de fragilité, le dollar canadien sera favorisé par une activité économique plus soutenue et une inflation encore inférieure à celle des États-Unis.

Avec la récente dépréciation du dollar canadien et le redressement de l'économie, l'inflation devrait atteindre 2,3 % en 1993. Par contre, elle ne devrait pas excéder les 3 % en 1994 et 1995, compte tenu du niveau élevé du taux de chômage et du faible taux d'utilisation de la capacité de production.

LA SITUATION FINANCIÈRE DE L'ENTREPRISE

Plusieurs équipements de la phase II du complexe La Grande (les centrales Laforge-1, La Grande-1 et Brisay) doivent entrer en service d'ici 1995, ce qui exercera des pressions importantes sur les coûts de fourniture de l'entreprise. La mise en exploitation entraîne en effet une augmentation des charges d'exploitation, des amortissements et des intérêts. Les coûts de fourniture des ventes assujetties au règlement tarifaire devraient croître de 11 % au total d'ici 1995.

Nous nous sommes engagés dans la proposition de plan de développement 1993 à aligner nos hausses tarifaires sur l'inflation. Pour la période 1993-1995, nous envisageons donc une hausse totale de 8 %, égale à la progres-

sion anticipée de l'indice des prix à la consommation. Les hausses tarifaires seront ainsi inférieures à la croissance de nos coûts de fourniture au cours des trois prochaines années.

Cet écart sera temporaire. Après la période de mises en service majeures que nous connaîtrons d'ici 1995, la croissance des coûts de fourniture devrait en effet ralentir. Nous pourrons alors couvrir les coûts de fourniture en continuant d'aligner les hausses tarifaires sur l'inflation.

Dans ce contexte, nous devons contrôler nos charges d'exploitation de façon très serrée. D'ici 1995, nous prévoyons ainsi de réduire notre effectif total de 1 500 personnes et d'abaisser de 9,5 % en termes réels nos charges unitaires d'exploitation. Cet effort se poursuivra au-delà de 1995, de sorte que, à l'horizon 2000, les gains de productivité seront de l'ordre de 20 %.

Le tableau suivant indique l'évolution de plusieurs indicateurs de charge de travail reliés à nos différentes sphères d'activité : production, transport, distribution de l'électricité et service à la clientèle. Ces chiffres reflètent la croissance prévue de l'entreprise au cours des trois prochaines années.

Les ventes additionnelles à court terme nous aideront à maintenir un cadre financier adéquat jusqu'en 1995.

Durant cette période, cependant, les critères financiers ne vont pas s'améliorer et le rendement sur l'avoir propre connaîtra même une diminution temporaire.

La gestion intégrale de la qualité : le Défi performance

Hydro-Québec est engagée depuis deux ans dans un changement en profondeur de ses façons de faire : il s'agit du Défi performance. Cette démarche fondée sur la gestion intégrale de la qualité contribue à développer dans l'entreprise une culture de la qualité. Elle exige le respect de principes fondamentaux que nous sommes à intégrer à toutes nos activités : l'orientation clients, la gestion en fonction des faits, le respect des personnes et l'amélioration continue.

En 1992, nous avons entrepris la révision du processus de détermination et de déploiement des cibles d'amélioration et des ressources en l'axant davantage sur les attentes des clients.

Nous entendons également assurer une meilleure maîtrise des processus de travail. Au cours des trois prochaines années, nous établirons des procédures d'assurance qualité garantissant que toutes les activités sont bien faites la première fois, au moindre coût et à la pleine satisfaction des clients.

Tableau 2
Croissance de la charge de travail (%)

	Résultats			Prévisions			
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1993-1995
Ventes d'électricité régulière (incluant ventes à l'exportation)	-1,2	1,4	5,5	3,9	2,1	3,0	9,3
Abonnements	2,1	2,1	1,7	1,6	1,6	1,6	4,9
MW installés (parc de production)	2,2	4,5	4,6	3,0	4,1	2,2	9,6
Demande de pointe en mégavoltampères du réseau de distribution	-0,4	5,0	3,0	2,3	1,6	1,6	5,6

Nous favorisons la participation, l'innovation, la responsabilisation et le travail d'équipe. Nous accélérerons ainsi l'implantation dans toute l'entreprise d'équipes formées d'employés et chargées de l'identification et de la résolution de problèmes dans le cadre du Défi performance.

La Démarche qualité implique un changement de mentalité dans les relations de travail. Les efforts déployés en 1992 ont d'ailleurs entraîné une amélioration notable du climat d'échange et de coopération avec les syndicats.

La formation est un volet essentiel du Défi performance, car la qualité du service passe par la qualité du personnel. Nous prenons actuellement des mesures pour mettre en valeur le savoir-faire du personnel. Nous visons également à axer la formation sur les compétences qui sont d'une importance particulièrement stratégique pour la réalisation de nos engagements.

Nous avons poursuivi en 1992 la refonte en profondeur de nos structures en vue de rapprocher nos services des clients et de répondre aux besoins du personnel de la base. Après la création en 1991 de deux groupes spécialisés, l'un en Clientèle et Distribution, l'autre en Production, Transport et Télécommunications, nous avons réaligné les secteurs en fonction de ces deux missions spécialisées.

En 1993, nous commençons à réduire les postes d'encadrement régional et, simultanément, à augmenter les postes directement reliés au service. Nous procéderons par ailleurs à la fusion de certains secteurs et au regroupement de certains postes du domaine du service à la clientèle de façon à accroître leur efficacité. La réorganisation touchera également les unités corporatives en renforçant leur leadership stratégique et technique.

Dans tous les cas, l'entreprise vise à offrir à sa clientèle un service de qualité au meilleur coût, tout en assurant un meilleur environnement de travail à l'ensemble des employés.

L'ÉCOUTE DE LA CLIENTÈLE ET DU MILIEU

Pour maximiser l'impact de ses interventions, Hydro-Québec doit se concentrer sur les activités susceptibles de satisfaire le plus grand nombre d'attentes de sa clientèle et de la collectivité.

C'est dans cette optique que nous avons procédé en 1992 à une écoute systématique de nos clients (par sondages et groupes de discussion) afin de bien connaître leurs attentes prioritaires. Nous avons ensuite déterminé avec précision quelles activités seraient les plus susceptibles de les satisfaire. Le graphique suivant présente l'importance relative de ces activités, ou zones de performance, pour la satisfaction de la clientèle.

IMPORTANCE DES ZONES DE PERFORMANCE

Pour satisfaire les attentes de nos clients, nous devrons miser non seulement sur des gains de nature quantitative (actions rapides, continuité du service, etc.) mais aussi, et surtout, sur des gains de nature plus qualitative, liés en particulier à la qualité des communications. Nos clients nous ont fait savoir sans équivoque qu'ils considéraient comme prioritaires les activités contribuant à un service plus prévenant et personnalisé.

Par ailleurs, les discussions menées en 1992 dans le cadre de la consultation publique ont fait ressortir les préoccupations de la collectivité en matière, notamment, d'environnement, d'efficacité énergétique et de retombées économiques.

Les lignes directrices de l'engagement

Le présent engagement de performance s'inscrit dans la continuité du plan 1990-1992, en l'élargissant à l'ensemble des domaines d'intervention identifiés dans le plan 1993.

Le plan de développement 1990-1992 fixait un certain nombre d'objectifs d'amélioration reliés principalement au service à la clientèle et à la continuité du service ; des ressources importantes ont été consacrées à divers programmes de redressement.

Nous avons réalisé nos objectifs en matière de réponse téléphonique et de délais de raccordement. En ce qui concerne la continuité, la cible fixée pour 1995 est en bonne voie d'être atteinte. Nos efforts ont été manifestement reconnus : le taux de satisfaction de la population à l'égard de l'entreprise est passé de 62 % en moyenne en 1990 à 87 % en 1992. Nous continuerons de travailler à l'amélioration de ce taux, en comparant notre performance à cet égard à celle des autres compagnies d'électricité canadiennes dans le cadre d'un projet conjoint avec l'Association canadienne de l'électricité. En effet, l'ambition d'Hydro-Québec est d'être reconnue par sa clientèle, d'ici l'an 2000, comme la meilleure entreprise d'électricité au Canada pour la qualité de ses services. Elle veut également que les Québécois la reconnaissent comme un partenaire majeur dans le développement durable du Québec.

Taux de satisfaction de la population à l'égard de l'ensemble des activités d'Hydro-Québec

	1990	1991	1992
Taux de satisfaction de la population à l'égard de l'ensemble des activités d'Hydro-Québec	62 %	80 %	87 %

L'ampleur des gains de qualité que nous visons au cours des prochaines années varie selon les indicateurs. Dans certains domaines, nous avons déjà réussi des percées majeures, parvenant à un seuil au-delà duquel les progrès sont nécessairement plus lents, ou deviennent moins prioritaires par rapport à d'autres attentes de la clientèle : nous maintiendrons notre performance dans ces domaines. Dans d'autres domaines, notamment là où un important rattrapage s'impose, l'amélioration sera plus marquée.

De façon générale, les gains seront plus prononcés en 1994 et 1995 qu'en 1993. L'année qui vient verra en effet l'implantation de nouvelles structures organisationnelles et la révision des processus de travail liés à nos cibles d'amélioration. Les résultats de ces changements se feront davantage sentir après 1993.

Notre clientèle tient à ce que les tarifs n'augmentent pas plus rapidement que l'inflation. D'ici 1995, nous devrons donc maintenir un contrôle serré de nos charges d'exploitation, dont la croissance réelle sera presque nulle, malgré la croissance de la charge de travail.

Dans un tel contexte, nous devrons concentrer nos efforts d'amélioration sur un nombre restreint de zones de performance choisies en fonction des attentes prioritaires de notre clientèle, soit :

- le service prévenant et personnalisé ;
- la gestion des prix ;
- la continuité du service ;
- les actions rapides ;
- l'assistance dans la gestion de l'énergie.

La performance des meilleures entreprises dans ces domaines – lorsque des chiffres comparables sont disponibles – constituera notre point de référence.

Dans d'autres zones de performance (p. ex. protection et gestion des habitats naturels, facturation exacte et compréhensible), nous maintiendrons notre performance sensiblement au niveau actuel.

Par ailleurs, nous nous sommes donné des cibles d'amélioration concernant les ressources humaines et la technologie. L'excellence dans ces domaines clés est indispensable à l'atteinte des cibles directement reliées aux attentes de la clientèle.

Enfin, pour certaines zones de performance (formation, intégration du réseau de distribution à son environnement, politique d'achat, sécurité du public), nous mettrons au point des indicateurs de performance au cours de 1993. Le rapport de suivi prévu au début de 1994 fera le point sur les indicateurs retenus et les cibles visées.

Le présent document est le premier engagement de performance d'Hydro-Québec. Il est le fruit d'un processus complexe, exigeant un effort accru d'analyse, de sélection et de priorisation portant sur l'ensemble des activités de l'entreprise. Nous entendons améliorer ce processus au fil des ans, de manière à toujours mieux servir les intérêts de notre clientèle et de toute la collectivité.

Qualité du service à la clientèle

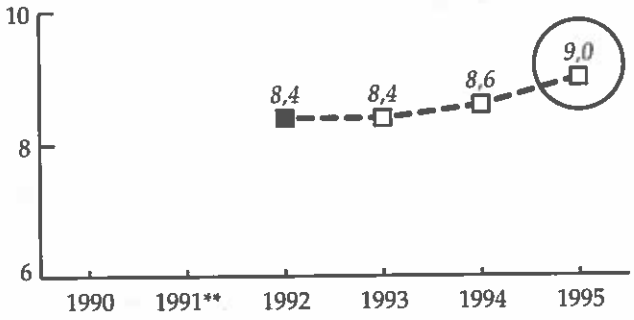
Nos clients s'attendent à un service prévenant et personnalisé, à des actions rapides, à une facturation exacte et compréhensible et à une assistance dans la gestion de l'énergie et de la facture. Ces attentes sont clairement ressorties de nos sondages et de nos consultations, et nous leur accordons une importance capitale dans l'ensemble de notre action et de notre planification.

ORIENTATION DU PLAN 1993

CONTINUER D'AMÉLIORER LE SERVICE DE BASE ET LE PERSONNALISER DAVANTAGE

LE SERVICE PRÉVENANT ET PERSONNALISÉ

1 TAUX DE SATISFACTION DE LA CLIENTÈLE À L'ÉGARD DE LA QUALITÉ DES COMMUNICATIONS*



** Taux fondé sur un sondage plus spécifique que celui sur la satisfaction de la population à l'égard de l'ensemble des activités de l'entreprise. Ce sondage, réalisé pour la première fois en 1992, mesure la satisfaction, sur une échelle de 1 à 10, en ce qui concerne la clarté des renseignements fournis ainsi que la courtoisie du personnel lors de contacts téléphoniques ou de visites à domicile. En 1992, clientèle résidentielle seulement ; au-delà, ensemble de la clientèle.*

*** Année d'implantation de la méthode de sondage.*

Nous avons réalisé un travail considérable depuis 1988-1989 pour améliorer nos services, principalement d'un point de vue quantitatif. Par exemple, nous avons fortement augmenté notre taux de réponse aux appels téléphoniques. Il faut maintenant miser sur des gains d'ordre qualitatif, c'est-à-dire liés à la qualité des communications, pour rejoindre la performance des meilleures entreprises de service, dont la cote de satisfaction dépasse 9 sur 10.

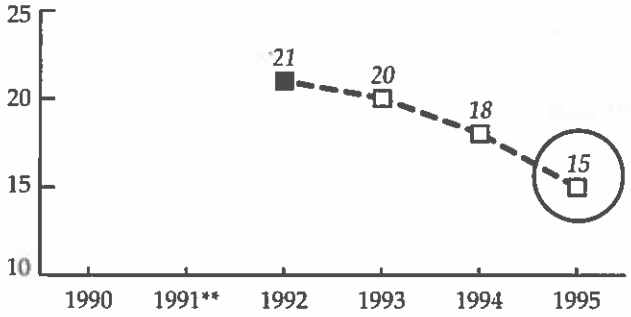
Nos clients nous ont fait savoir sans équivoque qu'ils tiennent à un service prévenant et personnalisé. Lorsqu'ils communiquent avec l'entreprise, ils souhaitent être traités avec respect et courtoisie. Ils veulent que nous prenions leur demande en charge et que nous nous en occupions pleinement, en tenant compte de leur situation particulière et en leur fournissant toutes les explications nécessaires.

Cela est vrai des clients résidentiels, bien entendu, mais aussi des autres. Les clients commerciaux, industriels ou institutionnels et les réseaux voisins, par exemple, désirent avoir affaire à un seul représentant, qui soit attentif à leurs besoins et les rencontre sur une base régulière, pas seulement à l'occasion de problèmes.

Les clients résidentiels qui communiquent avec Hydro-Québec par téléphone ou lors de visites à domicile sont, d'après nos sondages, relativement satisfaits de leurs relations avec notre personnel. En 1992, le taux de satisfaction se situait en effet à 8,4.

Pour 1995, nous visons à porter le taux de satisfaction de l'ensemble de la clientèle, en ce qui concerne la qualité des communications, à 9 sur 10. À cette fin, nous comptons étendre nos sondages de satisfaction aux autres catégories de clients — commercial, institutionnel et industriel, grande entreprise et réseaux voisins —, axer davantage la formation du personnel sur la qualité de la relation avec la clientèle et mettre plus en évidence certains services encore mal connus du public : ligne 800, horaires prolongés de divers bureaux, accessibilité à des lignes spéciales lors de pannes, etc.

2 Nombre de plaintes en appel par 100 000 clients*



** Plaintes écrites à la suite desquelles les clients ont décidé de faire appel, n'ayant pas reçu de l'entreprise une réponse qu'ils jugeaient satisfaisante.*

*** Année d'implantation de la procédure de suivi des plaintes en appel.*

Notre clientèle hésite de moins en moins à nous écrire lorsqu'elle se croit lésée. Depuis trois ans, elle peut se prévaloir de la procédure d'examen des plaintes. Pour les clients résidentiels, il s'agit de la procédure prévue par la *Loi concernant l'examen des plaintes des clients des distributeurs d'électricité* et, pour les autres, d'une procédure interne.

Au cours des dernières années, nos efforts ont porté en priorité sur la diminution des délais de traitement. En effet, le client qui nous transmet une plainte a droit à une réponse rapide. En 1992, 86 % des plaintes étaient traitées dans les délais prescrits, contre 61 % en 1990. Ainsi, entre la réception d'une plainte et la réponse de l'entreprise, il fallait compter en moyenne 19 jours en 1992, comparativement à 29 en 1990.

En 1990, un grand nombre de clients se sont plaints du fait que nos bureaux étaient difficiles d'accès par téléphone. Depuis, grâce aux améliorations apportées à nos systèmes téléphoniques et à l'allongement des heures d'ouverture de certains de nos bureaux, ce type de plainte est devenu peu fréquent.

Depuis 1992, nous ne comptabilisons que les plaintes écrites, conformément à la loi. Pour la grande majorité des plaintes téléphoniques, les correctifs apportés et les explications fournies par notre personnel permettent de régler le problème. Dans les autres cas, le client peut formuler une plainte écrite.

Le fait que la procédure d'examen des plaintes est mieux connue qu'avant a contribué à faire augmenter le nombre de plaintes écrites de 1990 à 1992. Le nombre total de plaintes écrites est passé de 3 438 à 7 724.

En 1992, les plaintes concernaient principalement la facturation et les réclamations, c'est-à-dire les demandes d'indemnité. Les plaintes reliées à la facturation viennent principalement de contestations de consommation, et également du fait que nous tenons les propriétaires responsables de la consommation d'électricité des locaux vacants. Nous comptons diminuer ce type de plaintes en informant les propriétaires de nos pratiques concernant les locaux inhabités afin qu'ils puissent prendre les mesures appropriées.

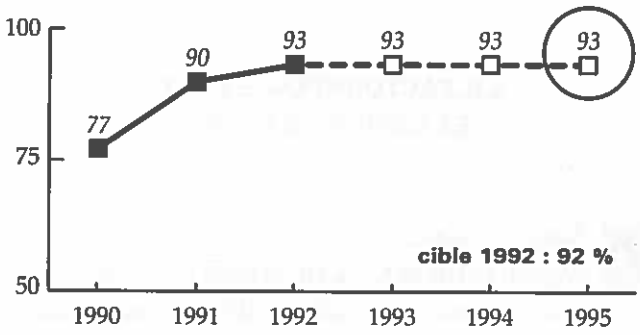
Quant aux réclamations, elles concernent souvent les dommages à la propriété causés par notre personnel ou par des entrepreneurs. Dans ces cas, nous avons fixé une cible d'amélioration pour les prochaines années. Ce sujet est traité plus en détail à la page 38.

Enfin, environ 9 % des plaintes écrites font l'objet d'une procédure d'appel, soit auprès du commissaire aux plaintes pour les clients résidentiels, soit auprès de supérieurs hiérarchiques dans l'entreprise pour les autres clients. Ce pourcentage correspond en 1992 à 21 plaintes en appel par 100 000 clients.

Notre cible 1995 est de 15 plaintes en appel par 100 000 clients. Nous continuerons à éliminer les plaintes à la source. De plus, nous donnerons la marge de manoeuvre nécessaire à notre personnel en contact avec la clientèle afin qu'il puisse régler les plaintes dans les plus brefs délais.

Les actions rapides

3 Pourcentage d'appels téléphoniques traités par rapport au total d'appels effectués par les clients

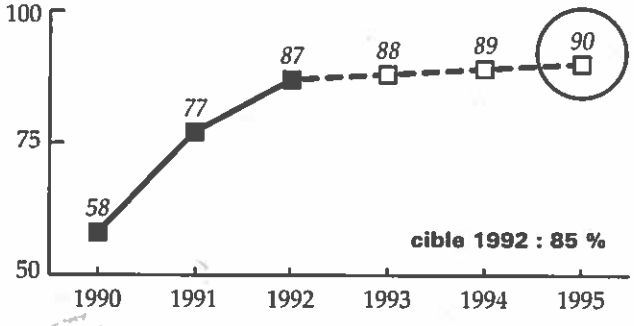


Les clients veulent pouvoir entrer en communication avec les services à la clientèle sans délai d'attente. Il nous faut donc être en mesure de répondre rapidement à quelque 3 millions d'appels téléphoniques chaque année. À ce chapitre, notre performance est passée de 77 % en 1990 à 93 % en 1992, bien que le volume d'appels ait augmenté de plus de 1 % par année.

Nous pouvons soutenir la comparaison avec les entreprises publiques desservant au-delà de 1 million de clients : leur taux de réponse annuel atteint en moyenne 92,5 %.

Au cours des prochaines années, nous maintiendrons notre performance : nous continuerons de répondre rapidement à nos clients pour leur éviter d'avoir à rappeler nos services. Pour y arriver malgré la croissance de la charge de travail, nous comptons sur divers moyens comme la mise au point d'outils informatiques destinés à faciliter le traitement immédiat des demandes téléphoniques. Nous aurons recours, par ailleurs, à des systèmes vocaux interactifs donnant aux clients la possibilité d'obtenir des renseignements par téléphone en dehors des heures de bureau.

4 Pourcentage de demandes de raccordement exécutées dans les délais*

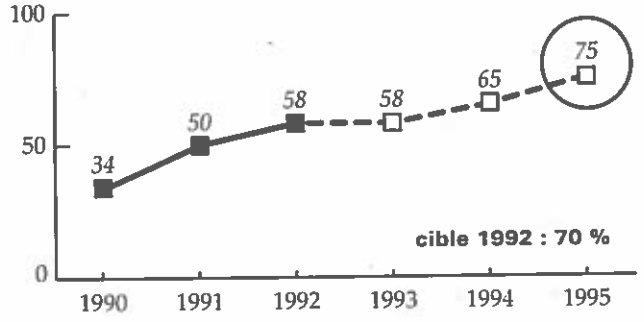


** Délais normalisés de l'entreprise ou convenus avec les clients s'ils dépassent les délais normalisés.*

De 1990 à 1992, le pourcentage de demandes de raccordement exécutées dans les délais est passé de 58 % à 87 %. Cette forte amélioration s'explique d'abord par la priorisation des demandes, le contrôle strict des processus de travail et la collaboration accrue entre équipes. Elle tient aussi, en partie, à la diminution des demandes de raccordement. Nos résultats dans le domaine des raccordements se comparent déjà favorablement à ceux d'entreprises performantes.

D'ici 1995, nous visons à effectuer 90 % des raccordements dans les délais. À cet effet, nous poursuivrons les efforts de formation entrepris pour améliorer l'enregistrement et le suivi des demandes. En outre, nous renforcerons le rôle des intervenants commerciaux en tant que porte-parole des clients auprès de nos services. Et nous sonderons les clients pour évaluer l'acceptabilité des délais normalisés.

5 Pourcentage des clients avisés à l'avance d'interruptions planifiées*



** Avis donnés 24 heures à l'avance concernant les interruptions planifiées de plus d'une heure.*

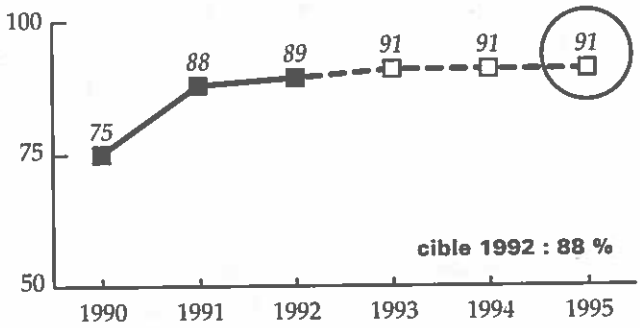
Notre clientèle, notamment celle du secteur commercial, institutionnel et industriel (CII), souhaite que nous la prévenions des interruptions planifiées du service d'électricité. En 1990, nous avons commencé à communiquer aux clients de façon plus systématique l'heure, la durée et la raison de ces interruptions au moyen d'avis écrits, radiodiffusés ou transmis par messagerie vocale. Le pourcentage des clients avisés est ainsi passé de 34 % en 1990 à 58 % en 1992. Néanmoins, la cible de 70 % n'a pas été atteinte, car il fallait revoir de façon plus systématique l'ensemble du processus de travail concerné. Cette révision se poursuivra en 1993.

Pour continuer d'améliorer notre performance, nous allons également prioriser nos actions auprès de la clientèle CII qui a exprimé des attentes importantes, revoir les moyens utilisés pour rejoindre l'ensemble de cette clientèle et explorer d'autres techniques afin de rejoindre un plus grand nombre (par exemple l'acheminement d'avis par télécopieur pour la clientèle CII).

Nous nous proposons d'aviser au moins 75 % des clients en 1995. Notons qu'une performance parfaite de l'entreprise, soit des avis d'interruption envoyés à 100 % des clients, ne permettrait pas d'en rejoindre plus de 75 %, à cause des limites propres à chacun des moyens de communication en usage (avis écrits, radio et messagerie vocale).

La facturation exacte et compréhensible

6 Pourcentage des clients facturés à partir d'un relevé de compteur par rapport au total des clients à facturer durant la période



L'établissement d'une facture d'électricité exacte et compréhensible comporte plusieurs exigences, notamment des compteurs fiables, une relève exacte, un traitement rigoureux des données. Dans ce domaine, nous avons décidé de consacrer des efforts particuliers à l'établissement de factures basées sur un relevé de consommation, afin de réduire la proportion de consommation estimée.

Jusqu'à maintenant, notre indice de performance en matière de facturation reflétait exclusivement les relevés effectués par nos releveurs. Au cours des trois prochaines années, l'indice tiendra également compte des

relevés que des clients peuvent nous faire parvenir sur cartes d'autorelève, par messagerie vocale ou par transmission électronique.

Nos releveurs font des relevés tous les mois chez les clients dont l'appel de puissance dépasse 50 kW, et tous les deux mois chez les autres.

Parmi nos 3 000 000 de compteurs, plusieurs sont difficilement accessibles aux releveurs pour diverses raisons : bâtiments fermés à clé, clôtures, neige. Nous devons alors facturer sur estimation, ce qui peut laisser certains clients insatisfaits. Pour remédier à la situation, nous avons commencé à automatiser l'opération de relève. Depuis la fin de 1992, près de 40 000 unités de télérelève sont en place ; celles-ci transmettent les données par ligne téléphonique. Notre taux de relève est passé de 75 % en 1990 à 89 % en 1992.

Nous prévoyons que 91 % des factures seront émises d'après des relèves dès 1993. Dans cette optique, nous installerons 30 000 nouvelles unités de télérelève en 1993.

De plus, afin de diversifier nos procédés, nous examinons la possibilité d'effectuer des relèves par radiofréquence (à partir d'une unité mobile) ; en 1993, nous lancerons un projet pilote à cet égard. Nous comptons également sensibiliser la clientèle à l'importance de nous retourner les cartes d'autorelève.

Pour tenir compte des gains qui découleront de l'implantation de la télérelève et du projet pilote concernant la radiofréquence, nous réviserons la cible 1995 dans le rapport général de suivi prévu au début de 1994.

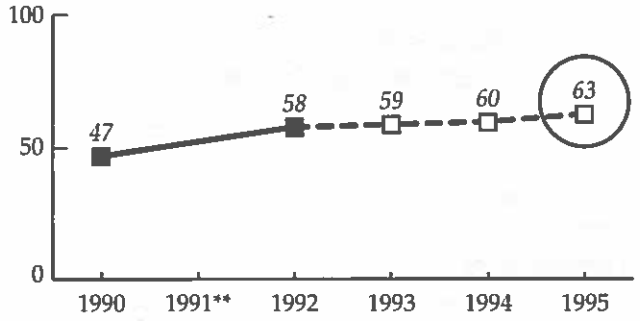
ORIENTATION DU PLAN 1993

AIDER DAVANTAGE LE CLIENT À GÉRER SA FACTURE ET À CONTRÔLER SA CONSOMMATION

L'ASSISTANCE DANS LA GESTION DE L'ÉNERGIE ET DE LA FACTURE

Dans le plan de développement 1993, nous réitérons notre objectif pour l'an 2000 : réaliser des économies d'énergie de 9,3 TWh sur une base annuelle. Quant à l'objectif des trois prochaines années, il est exposé dans le chapitre Fourniture d'électricité à la page 31. Or, les économies d'énergie commencent par une gestion rationnelle de la consommation, et l'assistance dans la gestion de l'énergie et de la facture, sous forme d'information, de conseils et de programmes, est une attente importante de notre clientèle.

7 Pourcentage de la clientèle résidentielle satisfaite des activités reliées à l'efficacité énergétique*



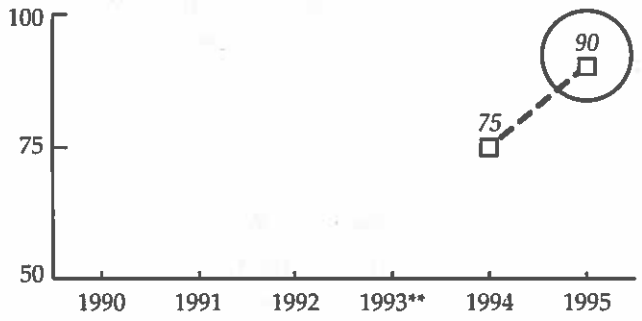
** Le graphique combine les données de deux indicateurs. L'un s'applique à l'information et représente le pourcentage des personnes du secteur résidentiel qui, selon nos sondages, se disent informées des façons d'économiser l'électricité ou qui jugent notre information adéquate. L'autre concerne les programmes ; il représente le pourcentage des personnes du secteur résidentiel interrogées qui participent à nos programmes d'efficacité énergétique ou se disent prêtes à le faire.*

*** Les sondages étaient effectués tous les deux ans.*

En 1990, puis en 1992, nous avons sondé la clientèle résidentielle sur deux points relatifs à l'efficacité énergétique : qualité de notre information dans ce domaine et participation à nos programmes. Chacun des deux indicateurs utilisés démontre un progrès. L'indicateur composé est passé quant à lui de 47 à 58 %, ce qui prouve l'adhésion croissante de la clientèle à notre Projet d'efficacité énergétique.

Nous comptons atteindre 63 % en 1995.

8 Pourcentage des visites rendues à la clientèle CII par rapport au total des visites nécessaires*



** Visites chez les clients CII ayant des contrats avec appel de puissance.*

*** Année de l'implantation des plans de visites.*

À l'heure actuelle, les visites ont lieu en réponse aux demandes ou aux plaintes de la clientèle CII (commerciale, institutionnelle et industrielle). Mais celle-ci a besoin de contacts plus fréquents et personnalisés et nous l'a clairement exprimé. Elle nous veut proactifs plutôt que réactifs.

La clientèle CII attend un soutien en gestion de l'énergie, notamment en ce qui touche l'appel et le facteur de puissance, les perturbations électriques et l'économie d'énergie. D'autre part, elle veut un service après-vente pour être mieux en mesure d'analyser et d'interpréter ses factures. La clientèle industrielle grande puissance, pour sa part, accorde une grande importance au fait de pouvoir entretenir une relation d'affaires régulière avec un représentant désigné.

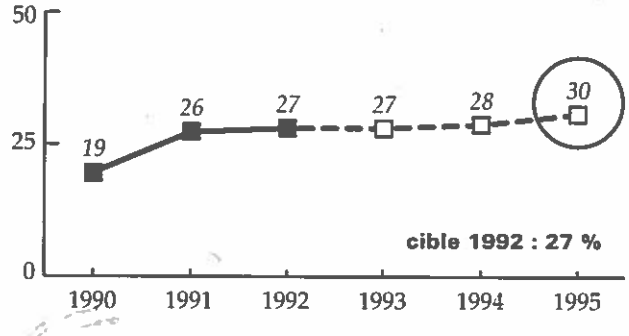
D'ici 1995, nous entendons visiter 90 % des clients CII — ils sont au nombre de 15 000 — qui ont des contrats « appel de puissance » sur une base annuelle. Pour les 310 000 autres clients CII, nous établirons un plan de visites dont la fréquence dépendra du profil de consom-

mation de chacun et nous fixerons la cible à atteindre pour cette clientèle. Le plus souvent, les besoins de ces clients seront satisfaits par une analyse de dossier suivie d'un appel téléphonique ou d'une lettre.

Nous poursuivrons le programme de visites régulières chez nos 161 clients industriels grande puissance, avec comme objectif un minimum d'une visite par client chaque année.

Enfin, nous stimulerons l'attitude proactive de nos représentants en améliorant l'organisation de leur travail et leurs outils (emploi d'appareils informatiques portables pour faire des analyses chez les clients mêmes) et nous les associerons de près à la promotion du Projet d'efficacité énergétique.

9 POURCENTAGE DE CLIENTS UTILISANT LE MODE DE VERSEMENTS ÉGAUX (MVE) PAR RAPPORT AU TOTAL DES CLIENTS*



** Valeur au 31 décembre de l'année indiquée.*

Plus de 70 % des foyers québécois se chauffent à l'électricité. La facture d'énergie constitue donc un poste important dans leur budget, en particulier durant la saison froide. Ces utilisateurs ont avantage à adopter la formule MVE (mode de versements égaux) proposée par l'entreprise. Paiements mensuels, étalement des frais d'électricité sur une année, bref, une gestion simplifiée des dépenses énergétiques. D'ailleurs, les sondages démontrent que la clientèle participante est satisfaite de son adhésion au MVE.

Le programme a gagné la faveur d'un nombre croissant de clients ces dernières années : 851 000 s'en prévalaient en 1992, soit 27 % de la clientèle totale, contre 19 % en 1990. Un résultat conforme à la cible pour 1992, et qui représente plus de 40 % des clients ayant des factures élevées. L'envoi de trois millions de lettres en 1990 et 1991 a donc porté fruit.

D'ici 1995, nous étendrons à 982 000 clients — 30 % de la clientèle totale — le taux de participation au programme. Nous continuerons de faire connaître les mérites du MVE, en particulier à l'occasion des déménagements ou emménagements, et nous modifierons la présentation de la facture pour en faciliter la compréhension.

Fourniture d'électricité

La continuité du service d'électricité est l'une des préoccupations majeures de notre clientèle. La réponse à cette attente repose sur une condition essentielle : le maintien de l'équilibre offre-demande. En d'autres termes, nous devons nous assurer que les sources d'approvisionnement suffisent aux besoins à combler. En même temps, nous devons offrir une fourniture de qualité, c'est-à-dire réduire au minimum les interruptions et satisfaire aux exigences des clients pour ce qui est de l'onde électrique.

Dans le présent chapitre, nous établissons le lien entre les orientations du plan concernant la fourniture d'électricité et les actions ou engagements précis qui en découleront pour les trois prochaines années. Il y est question, notamment, du développement des marchés, des moyens choisis pour satisfaire à la demande, ainsi que de l'amélioration de la qualité du produit. Mais auparavant, nous traitons des résultats et des prévisions concernant l'évolution de la demande ainsi que des bilans en énergie et en puissance.

Nous avons repris essentiellement les paramètres du plan de développement 1993. Toutefois, nous avons apporté, pour la période 1993-1995, des ajustements à la demande et à certains moyens touchant l'offre, ce qui ne modifie en rien le portrait de la planification pour la période 1996-2010, tel qu'il est présenté dans le plan.

Tous les écarts dont il est question ici concernant la prévision de la demande ont été établis en comparant les prévisions actuelles à celles qui figuraient dans le rapport général de suivi du plan de développement 1990-1992. La proposition de plan de développement 1993 intégrait déjà la plus grande partie de ces écarts. On trouvera, en annexe, les modifications apportées au plan.

L'ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE

La demande d'électricité

Malgré la faiblesse de la reprise économique, les ventes d'électricité régulière au Québec ont progressé de 3,7 % en 1992, par rapport à 1991 ; elles ont atteint 132,0 TWh. Il faut attribuer la plus grande partie de la hausse au secteur domestique et agricole, affecté par les basses températures de 1992. Dans le secteur général et institutionnel, le volume des ventes de 1992 est demeuré le même qu'en 1991 : la diminution de 0,6 TWh, enregistrée chez les participants au programme bi-énergie CII, a été compensée par une augmentation chez les autres clients du secteur. De son côté, le secteur industriel affiche une hausse, plutôt modeste, des ventes. Ces dernières auraient indiqué un léger recul sans la mise en exploitation des alumineries Alouette et Lauralco.

À l'heure actuelle, nous prévoyons que les ventes d'électricité régulière au Québec croîtront au rythme annuel moyen de 4,0 % jusqu'à la fin de 1995 ; elles atteindront alors 148,6 TWh. L'augmentation se fera surtout sentir dans le secteur industriel ; elle représenterait quelque 11,6 TWh, soit plus des deux tiers de toute la hausse québécoise.

En 1992, les ventes d'électricité régulière au Québec se situent à 2,3 TWh des prévisions établies dans le rapport de suivi préparé l'an dernier. Seul le secteur domestique et agricole a dépassé — de 0,6 TWh — le niveau prévu, surtout en raison du temps froid. Les ventes dans les autres secteurs sont en deçà du niveau anticipé : de 1,2 TWh dans le secteur général et institutionnel (à cause surtout d'un recul des ventes de bi-énergie CII), et de 1,6 TWh dans le secteur industriel (par suite du démarrage retardé chez Alouette et Lauralco et d'une reprise économique plus lente que prévu).

TABLEAU 3

BESOINS D'ÉLECTRICITÉ RÉGULIÈRE APRÈS INTERVENTIONS EN MATIÈRE D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE (TWH)

	Résultats			Prévisions			Croissance annuelle moyenne (%)
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1992-1995
Ventes d'électricité régulière au Québec							
Domestique et agricole	47,0	46,2	49,2	49,4	50,4	51,1	1,3
Général et institutionnel	28,3	28,3	28,3	29,2	30,2	30,9	3,0
Industriel	46,0	48,1	49,6	55,9	58,8	61,2	7,3
Autres	4,7	4,6	4,8	4,9	4,9	5,1	2,0
Développement de marchés	—	—	—	0,0	0,1	0,2	—
Total	**126,0**	**127,2**	**132,0**	**139,4**	**144,4**	**148,6**	**4,0**
Livraisons selon entente	6,8	7,1	6,6	6,0	6,0	6,0	-3,2
Exportations d'électricité régulière*	9,6	10,4	10,9	9,3	8,5	8,9	-7,0
Pertes et autres	10,5	12,6	12,7	13,7	14,8	15,7	7,3
Total des besoins d'électricité régulière après interventions	**152,9**	**157,3**	**162,1**	**168,5**	**173,7**	**179,2**	**3,4**

**À l'exception de certaines ventes réalisées dans le cadre de transactions d'achat-revente à court terme.*

Les ventes d'électricité régulière au Québec ont été révisées à la baisse par rapport aux prévisions faites l'an dernier, de l'ordre de 10,6 TWh pour l'ensemble de la période 1993-1995. L'écart est attribuable en particulier au secteur industriel, et plus précisément aux industries de la fonte et de l'affinage des métaux non ferreux, de la sidérurgie et de la chimie.

Certaines modifications ont également été apportées à la prévision des ventes d'électricité régulière à l'exportation. D'une part, le contrat d'énergie avec le NEPOOL demeure en vigueur, mais les livraisons sont un peu moindres que prévu. Pour 1994, d'autre part, Énergie du Nouveau-Brunswick n'exercera pas son option d'achat, ce qui se traduit par une baisse des ventes de 2 TWh.

Par ailleurs, deux contrats arriveront à échéance d'ici à 1995, l'un avec le Vermont Department of Public Service, l'autre avec Énergie du Nouveau-Brunswick.

Enfin, l'annulation, en 1992, du contrat de 1 000 MW avec la NYPA n'affecte en rien les prévisions pour la période 1993-1995, puisque nous comptions déjà l'an dernier reporter le début des livraisons de l'année 1995 à l'année 1998.

En 1992, les ventes d'électricité à l'exportation ont été inférieures de 0,6 TWh aux ventes prévues l'an dernier, et le seront pour la période 1993-1995, de 4,6 TWh, cette fois.

Les besoins d'électricité régulière devraient atteindre 179,2 TWh en 1995 pour une croissance annuelle moyenne de 3,4 % par rapport à 1992. Les données concernant l'ensemble de ces besoins sont illustrées dans le tableau 3. Elles ont été établies en tenant compte des économies d'énergie, réalisées dans le cas des résultats, et visées pour ce qui est des prévisions.

Globalement, pour la période 1993-1995, les besoins d'électricité régulière devraient être inférieurs de 19,0 TWh à ceux que nous avions prévus dans le rapport général de suivi du plan de développement 1990-1992. Nous donnons au tableau 4 l'écart, en TWh, qui existe entre les prévisions actuelles et celles du rapport général, au chapitre de ces besoins. La première colonne donne l'écart par rapport à l'année 1992, la seconde, l'écart cumulé pour le cycle triennal suivant, le tout établi en tenant compte des interventions en matière d'économies d'énergie.

TABLEAU 4
PRÉVISION DES BESOINS D'ÉLECTRICITÉ RÉGULIÈRE APRÈS INTERVENTIONS EN MATIÈRE D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE
COMPARAISON AVEC LE RAPPORT GÉNÉRAL DE SUIVI DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT 1990-1992 (TWH)

	Écart 1992	Écart cumulé 1993-1995
Ventes d'électricité régulière au Québec		
Domestique et agricole	0,6	0,9
Général et institutionnel	-1,2	-2,3
Industriel	-1,6	-9,3
Autres	-0,1	-0,2
Développement de marchés	—	0,3
Total	**-2,3**	**-10,6**
Livraisons selon entente	-0,1	-0,1
Exportations d'électricité régulière	-0,6	-4,6
Pertes et autres	-1,5	-3,7
Écarts totaux — Besoins d'électricité régulière après interventions	**-4,6**	**-19,0**

Le tableau 5 fait voir, en TWh, l'évolution des économies d'énergie résultant des interventions de l'entreprise, ainsi que leurs répercussions sur les résultats et les prévisions en matière de besoins d'électricité régulière.

Comme l'illustre le tableau 6, nous prévoyons que les besoins québécois de puissance — après interventions en économies d'énergie — seront de 30 040 MW pour l'hiver 1992-1993, et qu'ils atteindront 32 620 MW à la pointe de 1995-1996, dépassant alors de 2 700 MW la demande de pointe enregistrée en 1991-1992. Mentionnons par ailleurs que nous présentons dans ce tableau les besoins de puissance, avant interventions, pour les besoins du bilan en puissance traité plus loin.

En ce qui a trait aux exportations, la demande de puissance devrait être d'environ 400 MW à la pointe de 1995-1996.

On notera au tableau 7 une réduction de 53 MW pour ce qui est des exportations à la pointe de 1993-1994, étant donné la décision d'Énergie du Nouveau-Brunswick de ne pas exercer son option d'achat pour l'année 1994.

La croissance des besoins de puissance, après interventions, est toutefois inférieure aux prévisions du rapport général de suivi. L'écart, comme l'illustre le tableau 7, est de 1 063 MW pour la pointe de 1993-1994, de 510 MW pour celle de 1994-1995, et de 530 MW pour celle de 1995-1996.

TABLEAU 5

BESOINS D'ÉLECTRICITÉ RÉGULIÈRE APRÈS ET AVANT INTERVENTIONS EN MATIÈRE D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE (TWH)

	Résultats			Prévisions		
	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Besoins d'électricité régulière après interventions	152,9	157,3	162,1	168,5	173,7	179,2
Économies d'énergie	0,0	0,1	0,5	1,1	1,9	3,1
Besoins d'électricité régulière avant interventions	**152,9**	**157,4**	**162,6**	**169,6**	**175,6**	**182,3**

TABLEAU 6

DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ EN PUISSANCE (MW)

	Résultats*			Prévisions			Croissance annuelle moyenne (%)
	1990-1991	1991-1992	1992-1993	1993-1994	1994-1995	1995-1996	1992-1995
Besoins québécois** après interventions	28 621	29 217	30 040***	30 820	31 890	32 620	2,8
Exportations	455	433	455	349	349	396	-4,5
Total des besoins après interventions	**29 076**	**29 650**	**30 495**	**31 169**	**32 239**	**33 016**	**2,7**
Interventions****							
Économies d'énergie	10	50	140	250	440	680	—
Effacement bi-énergie	1 270	1 280	1 320	1 500	1 610	1 700	—
Besoins avant interventions	**30 356**	**30 980**	**31 955**	**32 919**	**34 289**	**35 396**	**3,5**

**Nous avons normalisé certains besoins québécois après interventions pour les rendre comparables aux données prévisionnelles : majoration de 1 099 MW pour 1990-1991 et diminution de 705 MW pour 1991-1992. Cette normalisation nous permet de tenir compte des écarts de température de la journée de pointe par rapport aux températures moyennes.*

***Les besoins québécois comprennent la demande en puissance découlant des ventes d'électricité régulière au Québec, des livraisons selon entente et des pertes qui s'y lient.*

****Prévision.*

*****Estimation.*

TABLEAU 7

DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ EN PUISSANCE (MW)

COMPARAISON AVEC LE RAPPORT GÉNÉRAL DE SUIVI DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT 1990-1992

Écarts prévus	1992-1993	1993-1994	1994-1995	1995-1996
Besoins québécois après interventions	-960	-1 010	-510	-530
Exportations	0	-53	0	0
Total des besoins après interventions	**-960**	**-1 063**	**-510**	**-530**

Le bilan en énergie

Le tableau 8 illustre le bilan de l'offre et de la demande d'énergie pour la période 1990-1995. Pour les fins du bilan en énergie, la demande est présentée avant les interventions en matière d'économies d'énergie, qui y figurent à titre de moyens.

Après sept ans d'apports énergétiques faibles, l'hydraulicité a dépassé la moyenne historique : nous avons enregistré un excédent de 8,5 TWh pour l'année 1992. Ce facteur, conjugué à la demande moins élevée que prévu, a entraîné un relèvement sensible du niveau des réservoirs. Au début de novembre, le stock énergétique était évalué à 112,2 TWh, soit 78 % de remplissage, tandis que nous avions compté sur 69 % dans les

Tableau 8
Bilan de l'offre et de la demande d'énergie (TWh)

	Résultats			Prévisions		
	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Demande						
Total des besoins d'énergie avant interventions	**152,9**	**157,4**	**162,6**	**169,6**	**175,6**	**182,3**
Offre						
Parc hydraulique existant* (hydraulicité moyenne)	163,8	163,2	163,2	162,9	162,9	162,8
Parc thermique et achats	9,3	10,2	9,7	8,7	9,0	8,9
Améliorations du réseau	0,1	1,9	2,4	2,7	2,9	3,0
Économies d'énergie	0,0	0,1	0,5	1,1	1,9	3,1
Nouveaux équipements	0,0	0,0	0,3	1,0	8,2	13,6
Achats de production privée	0,0	0,2	0,2	0,4	0,5	0,5
Total	**173,2**	**175,6**	**176,3**	**176,8**	**185,4**	**191,9**
Écart à hydraulicité moyenne	20,3	18,2	13,7	7,2	9,8	9,6
Aléas d'hydraulicité	-6,2	-25,7	8,5	—	—	—
Moyens exceptionnels	6,9	0,8	4,5	—	—	—
Écarts totaux	**21,0**	**-6,7**	**26,7**	**7,2**	**9,8**	**9,6**
Revalorisation et nouveaux réservoirs	0,0	0,0	1,2	8,6	3,2	0,0
Réserve sans ventes additionnelles en 1993, 1994 et 1995						
*Stock au 1er novembre***	84,1	83,4	112,2	122,1	137,6	147,4 ***
% de remplissage	59 %	59 %	78 %	78%	83 %	89 %

**Incluant la centrale des Churchill Falls.*

***Les valeurs du tableau sont établies pour l'année civile sauf les stocks qui sont évalués au 1er novembre.*

****Si l'entreprise réalisait des ventes additionnelles de 14 TWh (14,8 TWh en comptant les pertes) durant la période 1993-1995, le stock au 1er novembre 1995 serait de 132,6 TWh, soit un remplissage de 80 %.*

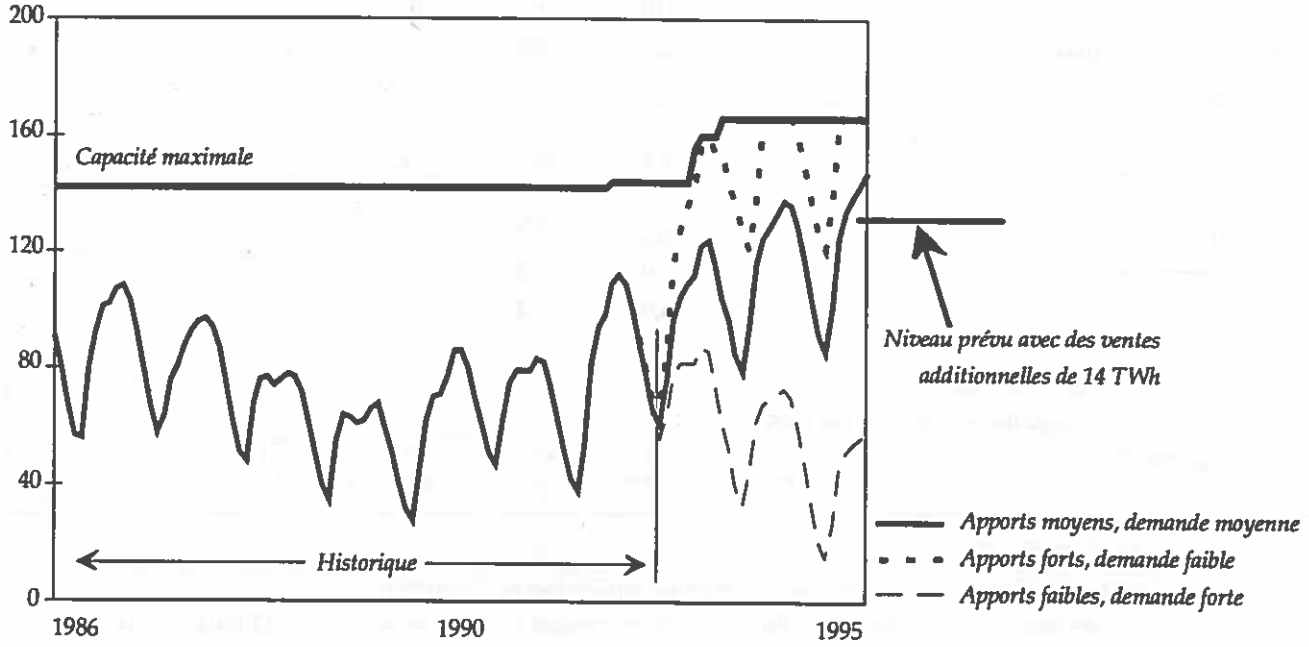
prévisions de l'an dernier. En d'autres termes, l'équilibre est rétabli à ce chapitre.

En comptant sur une hydraulicité normale durant les trois prochaines années et sur des résultats conformes aux prévisions concernant la demande dans la même période, nous estimons que le stock des réservoirs pourrait s'accroître de 27 TWh, si aucune vente additionnelle n'est réalisée à court terme. Nous pouvons nous attendre à un accroissement supplémentaire d'environ 12 TWh de la valeur énergétique du stock emmagasiné dans les réservoirs du complexe La Grande, étant donné la mise en service graduelle des trois centrales suivantes au cours de la période : Brisay, Laforge-1 et La Grande-1. Le stock serait de 147,4 TWh pour l'ensemble des réservoirs en novembre 1995, soit 89 % du remplissage si aucune vente additionnelle n'est réalisée.

Dans l'état actuel des choses, l'entreprise peut envisager de vendre de l'énergie additionnelle sur les marchés à court terme. Mais elle doit en même temps se prémunir contre une hydraulicité plus faible que la moyenne ou une demande plus forte que prévu. Aussi, prévoyons-nous des ventes additionnelles d'environ 14 TWh, qui s'effectueraient surtout en 1994 et en 1995. Cette dernière stratégie nous est dictée par la prudence. Elle nous permettra en effet d'agir au mieux en fonction de l'hydraulicité, des besoins financiers de l'entreprise et de l'évolution de la demande.

Si l'hydraulicité passait sous la moyenne durant ces années ou si la demande montait au-delà des prévisions, le remplissage des réservoirs serait à la baisse. Mais, si l'inverse se produisait, il faudrait peut-être envisager des ventes additionnelles à court terme, pour éviter le déversement. La gestion des réservoirs continuera donc d'exiger la prise en compte d'aléas importants sur l'offre et la demande ainsi que la révision périodique des décisions concernant le stockage, les ventes et les achats d'énergie.

Scénarios d'évolution de la réserve utile (TWh)



Le bilan en puissance

Nous présentons ici, dans le bilan en puissance, les besoins de puissance avant interventions en matière d'efficacité énergétique (économies d'énergie et bi-énergie). Ces interventions y figurent à titre de moyens.

En 1991, avaient lieu la mise en service des trois premiers groupes turbines-alternateurs (950 MW) à La Grande-2-A, puis, en 1992, celle des trois derniers (950 MW) ainsi que la mise en service de la centrale Hart-Jaune (48 MW). De plus, les deux premiers groupes (195 MW) de la centrale de pointe de Bécancour sont disponibles pour la pointe annuelle.

Au cours de 1992 également, le nombre des participants au programme de puissance interruptible a augmenté, de sorte qu'on pourra compter sur 1 410 MW de puissance à la pointe de 1992, et sur 1 580 MW par la suite.

La marge de manoeuvre est beaucoup plus grande dans le bilan en puissance que nous présentons maintenant pour 1992-1995, que dans le bilan que nous avions établi dans les prévisions de l'an dernier pour la même période. L'écart s'explique en grande partie par une demande plus faible que prévu pour les prochaines années. Pour la période 1992-1995, cette marge représente environ 6 % des besoins de puissance et se compare avantageusement à l'ensemble des réseaux voisins, dont la marge de manoeuvre est d'environ 12 %.

Tableau 9
Bilan de l'offre et de la demande de puissance (MW)

	Résultats			Prévisions		
	1990-1991	1991-1992	1992-1993	1993-1994	1994-1995	1995-1996
Demande						
Besoins de puissance avant interventions	30 356	30 980	31 955	32 919	34 289	35 396
Réserve requise	3 120	3 200	3 390	3 770	4 070	4 220
Besoins totaux	**33 476**	**34 180**	**35 345**	**36 689**	**38 359**	**39 616**
Offre						
Parc existant et achats contractuels	30 961	31 316	31 386	31 169	31 175	31 000
Économies d'énergie	10	50	140	250	440	680
Effacement bi-énergie	1 270	1 280	1 320	1 500	1 610	1 700
Améliorations du réseau	27	184	255	348	432	440
Nouveaux équipements	—	950	2 143	2 994	4 193	4 850
Production privée	22	23	24	52	70	160
Autres moyens						
Puissance interruptible	800	1 000	1 410	1 580	1 580	1 580
Partage de réserve	750	750	750	700	650	600
Offre totale	**33 840**	**35 553**	**37 428**	**38 593**	**40 150**	**41 010**
Marge de manoeuvre	**364**	**1 373**	**2 083**	**1 904**	**1 791**	**1 394**

Dans le tableau 9 sur le bilan de l'offre et de la demande de puissance, les réserves requises pour les années 1993-1994, 1994-1995 et 1995-1996 sont plus importantes que celles des années antérieures, et ce à cause de la prise en compte des incertitudes entourant l'évolution de la demande sur quelques années.

Le développement des marchés

ORIENTATION DU PLAN 1993

Favoriser l'implantation des électrotechnologies

La phase III du Programme d'aide à l'implantation des électrotechnologies débutera en 1993. Elle aura un impact limité à court terme puisqu'elle ne représentera en tout que 0,2 TWh en 1995.

ORIENTATION DU PLAN 1993

Favoriser une implantation ciblée d'industries à forte consommation d'électricité

Dans le plan de développement, nous proposons de favoriser l'implantation limitée et ciblée de nouvelles industries à forte consommation d'électricité. Cette orientation ne devrait avoir aucune répercussion de 1993 à 1995, car il faut en général deux ou trois ans pour mettre en place des projets semblables.

ORIENTATION DU PLAN 1993

Favoriser le développement des exportations

Les réseaux voisins devraient enregistrer des surplus de puissance et d'énergie, à court et à moyen terme. D'après les bilans consolidés de ces réseaux, les besoins supplémentaires ne se feront sentir qu'après l'an 2000. Ceci n'écarte pas la possibilité de transactions ponctuelles d'ici là. Poursuivant la stratégie adoptée en 1992, nous entendons continuer les achats et reventes à court terme, rentables pour les deux parties et qui maximisent l'utilisation des interconnexions en place. De plus, nous comptons répondre à différents appels d'offres lancés par les entreprises d'électricité touchant de petites quantités de puissance et d'énergie. Les livraisons pourraient débuter dès 1997 et s'étaler sur des périodes d'environ vingt ans.

Les moyens choisis pour satisfaire les besoins

ORIENTATION DU PLAN 1993

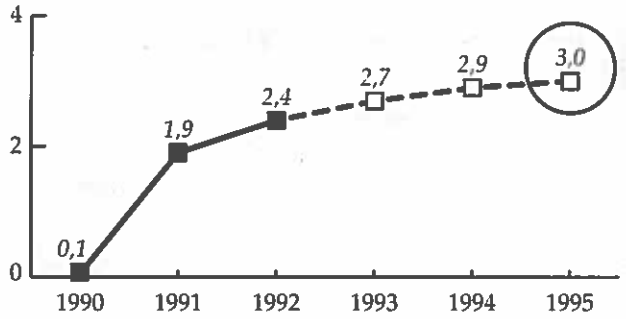
Prioriser l'amélioration du réseau existant et les économies d'énergie

Pour satisfaire les besoins futurs, nous accorderons la priorité à l'amélioration du réseau actuel ainsi qu'aux économies d'énergie, dans tous les cas où le coût des mesures à prendre, pour un service équivalent, sera inférieur ou égal au coût de nouveaux équipements de production.

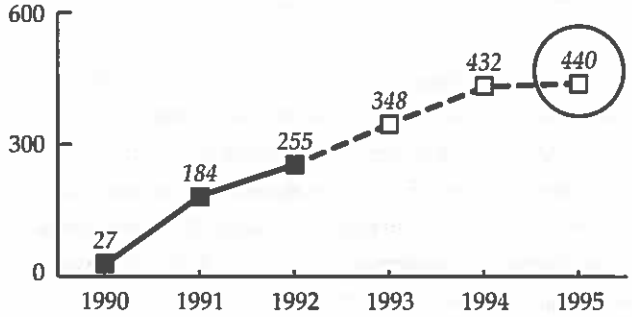
L'AMÉLIORATION DU RÉSEAU EXISTANT

10 AMÉLIORATION DU RÉSEAU EXISTANT

EN ÉNERGIE (TWH)



*EN PUISSANCE (MW)**



** Puissance à la pointe de l'hiver débutant en décembre de l'année indiquée.*

Les engagements visant l'amélioration du réseau comportent quatre volets : rendement des groupes turbines-alternateurs, réduction des déversements productibles, taux d'arrêt forcé des groupes de production hydraulique et travaux de réfection. Comme il est mentionné dans le plan de développement 1993, l'ensemble des mesures prises à partir de 1992 devrait se traduire par un gain de 2 TWh à l'horizon 2000.

LE RENDEMENT DES GROUPES TURBINES-ALTERNATEURS

Il est raisonnable de compter récupérer des équipements hydroélectriques quelque 90 % de l'énergie potentielle théorique, plutôt que 100 %, car les pertes y sont inévitables. Néanmoins, nous veillons à réduire ces pertes le plus possible afin d'obtenir un rendement maximal des installations en place.

Les diverses actions réalisées depuis 1989 pour accroître le rendement des groupes turbines-alternateurs se sont traduites en 1992 par des gains de 1,4 TWh pour le parc hydraulique, incluant la centrale des Churchill Falls. Durant les trois prochaines années, nous prévoyons, en régime d'hydraulicité normale, d'ajouter 0,2 TWh aux résultats obtenus.

À cette fin, nous comptons notamment poursuivre nos programmes de formation et de sensibilisation, implanter des logiciels servant à optimiser la production et le chargement des groupes des centrales, et porter de trois à dix le nombre de centrales servant au contrôle du réglage fréquence-puissance (ces centrales absorbent les variations instantanées de l'offre et de la demande).

LA RÉDUCTION DES DÉVERSEMENTS PRODUCTIBLES

Les déversements productibles correspondent à des quantités d'eau susceptibles d'être turbinées mais qui ne le sont pas à cause de l'indisponibilité d'équipements. Depuis 1989, ils ont diminué de 1 TWh. Nous prévoyons de les réduire encore de 0,1 TWh en 1993, puis, en 1994 et 1995, de maintenir ce niveau si l'hydraulicité est normale.

Dans cette optique, nous poursuivrons le même type d'actions que nous avons posées ces dernières années, c'est-à-dire limiter la durée des interventions liées aux pannes et à la maintenance, et mieux planifier la maintenance des équipements.

Le taux d'arrêt forcé des groupes de production hydroélectrique

Le taux d'arrêt forcé représente la durée pendant laquelle les équipements de production ne sont pas disponibles à cause de pannes. Au cours des dernières années, les actions visant la réduction de la durée des pannes se sont traduites par une nette amélioration du rendement des groupes de production. Le taux d'arrêt forcé est passé de 9,7 % en 1990 à 2,0 % en 1992. Cette performance surpasse l'objectif de 2,3 % que nous nous étions fixé ; elle est même supérieure au taux moyen atteint par les autres entreprises canadiennes, c'est-à-dire 2,4 %.

Pour les années 1993-1995, l'objectif annuel du taux d'arrêt forcé demeure 2,3 %, dans l'hypothèse d'une utilisation normale des groupes. En outre, le suivi particulier de toutes les pannes, qui sera exercé pour la période de la pointe (décembre à février), devrait ramener à 1,9 % le taux moyen durant cette période.

À cet égard, nous comptons appliquer des pratiques de maintenance propres à prévenir les pannes et à raccourcir les durées d'intervention, procéder à des inspections systématiques, par centrale, des composants les plus critiques, accroître le contrôle de la qualité lors des réfections, implanter des systèmes de surveillance continue des groupes de plus de 100 MW et assurer une meilleure coordination entre les experts techniques et le personnel d'exécution.

Les travaux de réfection

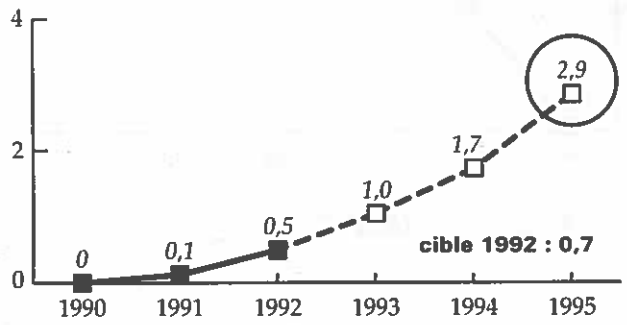
Quand s'achèveront le rééquipement et la modernisation de la centrale Manic-5, le réseau gagnera 132 MW. Deux groupes seront mis en service en décembre 1993, deux autres en décembre 1994. Par ailleurs, grâce au programme de réfection des roues de turbines, la puissance disponible augmentera d'environ 53 MW en 1995. Les travaux se traduiront par un gain d'énergie de 0,3 TWh en 1995 par rapport à 1992.

ORIENTATION DU PLAN 1993

Maintenir l'objectif d'économies d'énergie de 9,3 TWh en l'an 2000

Les économies d'énergie

11 Économies d'énergie (TWh)



Notre Projet d'efficacité énergétique lancé en 1990 a déjà donné lieu à plusieurs actions : sensibilisation, soutien commercial et technique, amélioration de la tarification, programme à contribution financière, recherche et développement, nouvelle réglementation. Ces initiatives ont entraîné des économies de l'ordre de 0,1 TWh en 1991 et de 0,5 TWh en 1992.

La phase II du Projet débute en 1993 et durera jusqu'en 1997. Elle comprend des programmes de masse assortis de contribution financière ; elle générera la plus grande partie de l'objectif de 9,3 TWh fixé pour l'an 2000.

En 1995, les économies d'énergie réalisées devraient être d'environ 2,9 TWh. À titre indicatif, les objectifs visés en 1993 et 1994 sont respectivement de 1,0 TWh et 1,7 TWh. Lorsqu'on considère la réduction des pertes électriques, l'impact total des programmes d'économie d'énergie s'établit à 1,1 TWh pour 1993, 1,9 pour 1994 et 3,1 pour 1995.

Les grandes lignes de la stratégie sont les suivantes :

• programme nouveau offert annuellement pour chacun des marchés — domestique, commercial et industriel — et dont la durée sera de 3 à 7 ans ;

• guichet d'accès unique offert à chaque marché en vue de faciliter la participation des clients aux divers programmes ;

• meilleure coordination de la communication véhiculée par les programmes et par les autres interventions supportant les programmes d'économie d'énergie.

Dans le domaine résidentiel, les programmes mis en place pendant la période 1993-1995 porteront principalement sur trois points : installation directe d'accessoires améliorant l'étanchéité des logements, augmentation de l'efficacité énergétique des nouveaux logements, intégration du concept d'efficacité énergétique dans les projets de rénovation domiciliaire.

Les programmes visant le commercial porteront sur l'éclairage en 1993, sur le chauffage, la ventilation et la climatisation en 1994. En 1995, ils tendront vers une approche intégrée des efforts dans l'efficacité énergétique des bâtiments.

Dans le domaine industriel, les programmes de 1993 toucheront les systèmes de pompes, les ventilateurs et les compresseurs, ceux de 1994 viseront l'optimisation des équipements et ceux de 1995 s'orienteront vers l'approche intégrée dans le domaine de l'efficacité énergétique des usines.

LES MOYENS DE PRODUCTION

ORIENTATION DU PLAN 1993

PRIVILÉGIER LA FILIÈRE HYDROÉLECTRIQUE, Y COMPRIS LES PETITES CENTRALES DES PRODUCTEURS PRIVÉS, COMME FILIÈRE PRINCIPALE

Trois centrales hydroélectriques entreront en service d'ici 1995 : Brisay, Laforge-1 et La Grande-1.

En ce qui concerne les achats auprès de producteurs privés, quatre centrales fournissant 7 MW au total sont actuellement en exploitation. À la fin de 1992, nous avons signé des contrats de l'ordre de 25 MW portant sur neuf autres centrales hydroélectriques. Compte tenu des négociations en cours, environ 40 MW devraient provenir de centrales hydroélectriques privées à la fin de 1995.

Les engagements présentés dans le tableau suivant portent sur les dates de mise en service et les coûts des projets qui seront achevés d'ici 1995. Ils concernent les centrales hydroélectriques Brisay, Laforge-1 et La Grande-1, la ligne de transport qui leur est associée ainsi que la centrale à turbines à gaz de Bécancour, qui permettra de répondre aux besoins de pointe et aux besoins d'alimentation d'urgence des services auxiliaires de Gentilly-2 en cas de panne du réseau principal. Ils touchent aussi le projet de rééquipement à Manic-5.

12 Dates de mise en service — Constructions ou rééquipements

Projet	Puissance installée	Début des travaux	Mise en service
Centrales hydroélectriques			
Brisay	446 MW	Mars 1989	2 groupes en décembre 1993
Laforge-1	840 MW	Mars 1989	2 groupes en décembre 1993
			4 groupes en novembre 1994
La Grande-1	1 368 MW	Mars 1989	6 groupes en décembre 1994
			6 groupes en septembre 1995
Ligne de transport			
12e ligne de transport — Chissibi – Jacques-Cartier			
• *Section Chissibi – Chibougamau*		Automne 1992	Octobre 1993
• *Section Chibougamau – Jacques-Cartier*		Automne 1993	Octobre 1994
Turbines à gaz de Bécancour	430 MW	Octobre 1991	2 groupes en mars 1993
			(2 déjà en service en 1992)
Rééquipement de Manic-5	132 MW	Mars 1991	2 groupes en décembre 1993
			2 groupes en décembre 1994

Le coût global de ces projets ne devrait pas dépasser 5,2 milliards de dollars, excluant les intérêts pendant la construction.

ORIENTATION DU PLAN 1993

D'ici à l'an 2000, privilégier la cogénération comme filière d'appoint

D'ici à l'an 2000, la filière hydroélectrique doit être complétée par d'autres moyens de production pour combler les besoins prévus. À cet effet, nous prévoyons d'acheter auprès de producteurs privés, environ 760 MW provenant principalement de la cogénération.

En 1992, une centrale de cogénération de 17 MW était en exploitation. Les achats totaux de production privée (incluant la production hydroélectrique) s'élevaient donc à 24 MW. De plus, nous avons, à la fin de la même année, signé des contrats totalisant environ 210 MW avec des producteurs privés de cogénération. Et des négociations sont en cours avec d'autres promoteurs pour atteindre notre objectif d'achats à long terme de 760 MW.

Nous estimons qu'à la fin de 1995, les installations de cogénération en service représenteront en tout quelque 120 MW. Nous pourrons dès lors acheter — hydroélectricité comprise — jusqu'à 160 MW des producteurs privés. Tout comme pour les achats auprès des producteurs privés d'hydroélectricité, les quantités pourraient cependant varier selon le succès des promoteurs dans l'obtention des autorisations et du financement, dans la négociation de leurs contrats de vente de vapeur et d'approvisionnement en combustible, ainsi que dans leur raccordement au réseau d'Hydro-Québec.

ORIENTATION DU PLAN 1993

ENTREPRENDRE UN PROGRAMME D'AVANT-PROJETS POUR LES CENTRALES HYDROÉLECTRIQUES DE MOYENNE ENVERGURE

Au-delà de l'an 2000, compte tenu de l'évolution prévue du prix du gaz naturel, la cogénération et les centrales à cycle combiné deviendront vraisemblablement moins avantageuses. Dans cette perspective, les centrales hydroélectriques de moyenne envergure peuvent s'avérer intéressantes et jouer un rôle plus important vers la fin du siècle, selon l'évolution de la demande.

Des études d'avant-projet seront réalisées au cours de 1993 concernant deux centrales de ce type totalisant environ 200 MW. De plus, des études préliminaires sont en cours sur un ensemble de sites représentant une production potentielle d'environ 600 MW en vue d'identifier les candidats les plus intéressants. À la suite des résultats de ces études, des avant-projets pourraient être entrepris.

ORIENTATION DU PLAN 1993

RÉALISER DES PROGRAMMES DE DÉMONSTRATION D'UNITÉS ÉOLIENNES DANS LES RÉSEAUX NON RELIÉS

Hydro-Québec étudie la possibilité d'inviter, au printemps de 1993, des producteurs privés à lui soumettre des propositions concernant la production d'électricité à partir d'un parc d'éoliennes qui serait installé aux îles de la Madeleine.

ORIENTATION DU PLAN 1993

RÉDUIRE AU MINIMUM L'INSTALLATION DE TURBINES À GAZ POUR SATISFAIRE À LA DEMANDE DE POINTE

La puissance interruptible est une des solutions les plus avantageuses pour satisfaire à la demande de pointe, notamment si on la compare aux turbines à gaz.

La conjoncture économique actuelle amène bon nombre d'entreprises à revoir leurs modes d'exploitation en vue de réduire leurs frais énergétiques. Hydro-Québec voit un intérêt à augmenter les quantités de puissance interruptible à certaines conditions et dans une perspective de long terme, de façon à réduire ses besoins d'équipements de puissance. Des négociations sont en cours dans ce but avec des clients industriels. Plusieurs ont déjà donné lieu à des ententes de principe.

Les nouveaux contrats ont une durée minimale de dix ans, ce qui nous permettra de reporter certains équipements de puissance. Nous en avons tenu compte dans le bilan en puissance au tableau 9. Ils représentent une augmentation de la puissance interruptible de 230 MW de 1992-1993 à 1995-1996 et d'environ 400 MW par la suite.

ORIENTATION DU PLAN 1993

ÉTUDIER LES EXTERNALITÉS RELIÉES AUX MOYENS DE PRODUCTION

Hydro-Québec poursuivra une série d'études sur les externalités. Ces études s'échelonneront sur quelques années. Elles traiteront autant de l'aspect méthodologique que de la quantification des externalités. Leurs résultats serviront à alimenter le prochain plan de développement de l'entreprise ou pourront faire l'objet de rapports.

ORIENTATION DU PLAN 1993

OEUVRER EN HARMONIE AVEC LES POPULATIONS TOUCHÉES PAR LES PROJETS HYDROÉLECTRIQUES

Il est essentiel d'oeuvrer en harmonie avec les population touchées par nos projets hydroélectriques afin de trouver les solutions les plus aptes à atténuer les impacts environnementaux et sociaux de ces projets.

Nous sommes résolus à maintenir nos efforts pour que les populations visées profitent du développement économique associé aux projets hydroélectriques et pour que leurs aspirations soient clairement prises en compte.

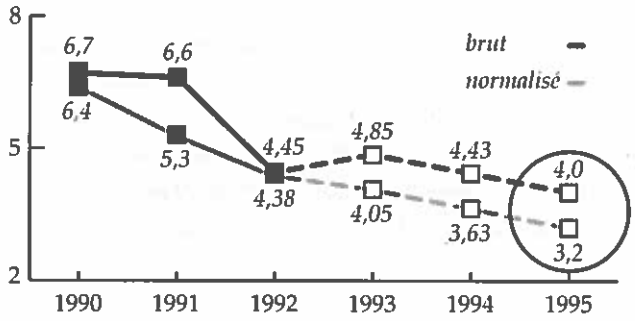
LA QUALITÉ DU PRODUIT

ORIENTATION DU PLAN 1993

POURSUIVRE L'AMÉLIORATION DE LA CONTINUITÉ

LA CONTINUITÉ DU SERVICE

13 NOMBRE D'HEURES D'INTERRUPTION DE SERVICE PAR CLIENT PAR ANNÉE



L'indice de performance du réseau dans son ensemble est le nombre moyen d'heures d'interruption de service par client par année. La clientèle souhaite une réduction à la fois du nombre et de la durée des interruptions, qu'il s'agisse de pannes ou d'arrêts de service nécessaires à l'exécution de travaux.

Notre performance s'est améliorée au cours des dernières années. Le nombre moyen d'heures d'interruption de service par client par année est passé, en termes bruts, de 6,7 heures en 1990 à 4,45 heures en 1992. Les résultats dans ce domaine dépendent fortement des conditions climatiques. Le graphique précédent illustre donc également les résultats qui auraient été obtenus dans un contexte de conditions climatiques moyennes (résultats normalisés). La diminution des temps d'interruption confirme l'effet positif de nos travaux dans le programme d'amélioration de la qualité du service.

Parmi les mesures mises en oeuvre, l'intensification de nos travaux d'élagage et d'abattage a produit des résultats immédiats. Nous avons aussi porté une attention soutenue à la réduction de la durée des interruptions qui s'est traduite par une meilleure gestion des interruptions planifiées pour fins de travaux, et des interventions plus rapides lors de pannes. D'autres mesures entraîneront des améliorations durables : programme de maintenance, mise en place d'automatismes de protection, remplacement d'isolateurs, de parafoudres et de poteaux vétustes.

Nous devrons continuer d'agir sur plusieurs axes, car les causes d'interruption sont variées. En 1992, 20 % des heures d'interruption étaient imposées par des travaux d'amélioration, alors que 6 % étaient imputables à la foudre, 19 % au vent ou à d'autres intempéries, 30 % à des défaillances d'équipement et 20 % à la chute d'arbres ou de branches. Le reste, 5 %, était dû à diverses autres causes.

Pour 1995, nous maintenons l'objectif énoncé dans le plan de développement 1990-1992, soit 4 heures d'interruption, à raison de 3,5 heures en distribution et 0,5 en transport et répartition. Cet objectif est comparable à la moyenne de l'Association canadienne de l'électricité et correspond à la durée réelle d'arrêt de service pour le client. Il comprend une provision pour les intempéries inhabituelles. En termes normalisés, c'est-à-dire en supposant des conditions climatiques moyennes, il équivaut à 3,2 heures d'interruption.

Pour parvenir à ce résultat, nous poursuivrons nos efforts en matière de planification des travaux et d'entretien préventif : remplacement de poteaux, de conducteurs et d'isolateurs sur le réseau de distribution. Nous installerons également des dispositifs de télécommande.

Quant aux réseaux de transport et de répartition, nous améliorerons leur flexibilité d'exploitation et d'entretien tout en poursuivant l'implantation de la compensation série et en continuant d'améliorer la conception des réseaux.

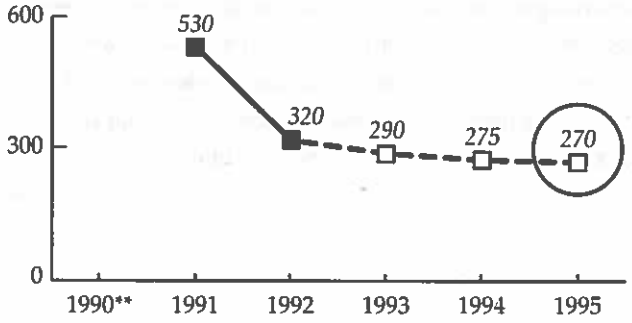
Nous nous assurerons que le matériel acheté respecte des critères de qualité de plus en plus rigoureux.

ORIENTATION DU PLAN 1993

S'ASSURER QUE LA QUALITÉ DE L'ONDE ÉLECTRIQUE RÉPONDE PLEINEMENT AUX EXIGENCES DE FONCTIONNEMENT DES ÉQUIPEMENTS DES CLIENTS

LA QUALITÉ DE L'ONDE ÉLECTRIQUE

14 NOMBRE DE PERTES DE PRODUCTION SIGNALÉES PAR DES CLIENTS INDUSTRIELS GRANDE PUISSANCE*



** Nombre de rapports d'événements transmis à Hydro-Québec par des clients industriels grande puissance pour signaler des pertes de production dues à des pannes ou à des variations de tension et de fréquence.*

*** Année d'implantation du système de collecte des données.*

Ces dernières années, les pertes de production dues à des pannes ou à des variations de tension et de fréquence ont été une source majeure d'insatisfaction pour nos 161 clients industriels grande puissance. Mais la situation s'est nettement améliorée : en 1992, les clients nous ont transmis 320 rapports d'événements (documents qui servent à signaler à Hydro-Québec une perte de production), soit 40 % de moins qu'en 1991. Cette amélioration est due aux correctifs mis en oeuvre et à des conditions climatiques plus favorables.

Nous avons pris une série de mesures spécifiques (modification de transformateurs, ajout de télécommande de disjoncteurs, réfection de postes, etc.) à l'intention de 17 clients qui, à eux seuls, ont produit 42 % des rapports d'événements. En outre, ces clients ont apporté des ajustements à leurs propres équipements lorsque le problème n'était pas imputable au réseau d'Hydro-Québec.

D'ici à 1995, nous entendons ramener à 270 le nombre de rapports d'événements signalant des pertes de production attribuables à des pannes ou à des variations de tension et de fréquence. Nous continuerons d'intervenir auprès des clients en fonction des rapports d'événements qui nous seront transmis. De plus, à partir d'une étude de cinq cas pilotes qui sera terminée en 1993, nous mettrons au point des correctifs adaptés spécifiquement au secteur des pâtes et papiers.

Responsabilité environnementale et sociale

En plus de répondre aux attentes de ses clients en matière de service à la clientèle et de fourniture de l'électricité, l'entreprise doit assumer pleinement son rôle de citoyen corporatif. Ce rôle touche la santé et la sécurité du public, la qualité de vie, l'environnement naturel, les retombées économiques de ses activités, la qualité de l'information ainsi que les relations de l'entreprise avec les divers groupes qui constituent la société québécoise.

Dans les domaines de la santé et de la sécurité du public, de la qualité de vie et de l'environnement naturel, nos activités sont multiples et dépassent largement les engagements présentés dans cette section. Par exemple, tous les avant-projets et projets de construction de centrales, de lignes et de postes prévoient systématiquement la consultation des populations touchées ainsi que des études d'impact et l'application de mesures d'atténuation. L'entreprise met aussi à la disposition des communautés concernées par ses projets de centrales et de lignes, des crédits destinés à des projets de mise en valeur de l'environnement ; le champ d'application de cette mesure sera en outre élargi, dans le cas des centrales, à des initiatives favorisant le développement économique régional.

Depuis des années, de nombreuses études de suivi et divers programmes de recherche fournissent une meilleure connaissance des impacts à long terme des activités de l'entreprise sur la santé et sur l'environnement. Ces travaux visent notamment les effets biologiques, sur les populations, des champs électromagnétiques des lignes à haute tension ; les variations du taux de mercure dans les réservoirs et leur impact sur les poissons comestibles ; et les perturbations des cycles de vie de la faune provoquées par nos travaux de construction ou par la présence de nos installations.

En ce qui concerne la qualité de la communication et l'harmonisation de nos relations avec les groupes, nous entendons porter une attention accrue à nos relations avec les collectivités locales, les groupes d'intérêt et les communautés autochtones.

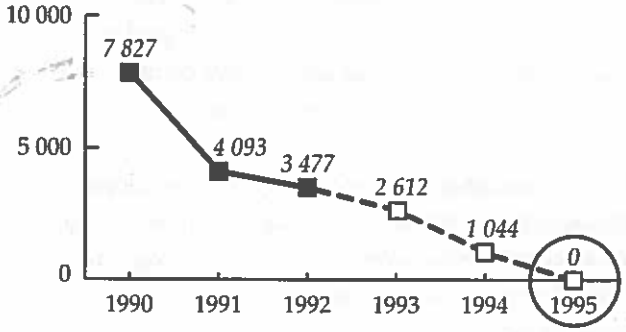
ORIENTATION DU PLAN 1993

PROTÉGER LA SANTÉ DE LA POPULATION

LA PROTECTION DE LA SANTÉ

15 RETRAIT DES APPAREILS CONTENANT DES BPC

Nombre d'appareils en service contenant des BPC



Certains appareils encore en service sur les réseaux de transport et de répartition – on en comptait 3 477 en 1992 – contiennent des huiles isolantes à base de biphényle polychloré (BPC). Or, ce produit présente des risques lors d'incendies.

Conformément au plan d'action adopté en 1985, nous retirons progressivement du réseau les appareils contenant des BPC. D'ici 1995, nous les aurons tous retirés. Nous les entreposerons sur les 41 sites aménagés à cet effet et inspectés périodiquement par le ministère de l'Environnement. Par ailleurs, nous discutons avec ce dernier des modalités de notre participation au programme gouvernemental de destruction des BPC.

ORIENTATION DU PLAN 1993

PROMOUVOIR DAVANTAGE LA SÉCURITÉ PRÈS DE NOS INSTALLATIONS

LA PROMOTION DE LA SÉCURITÉ

Les cas de décès dans le public reliés à l'électricité sont principalement attribuables aux causes suivantes : élagage d'arbres, installation d'antennes ou de tours, contacts avec des câbles, des conducteurs ou des transformateurs. Les victimes se répartissent comme suit : gens de métier 50 %, bricoleurs 40 %, jeunes 10 %.

Nous avons mis en oeuvre un plan d'action global destiné à mieux sensibiliser la population aux dangers de l'électricité. Nous avons ainsi lancé le programme Prudent sur toute la ligne (enfants), produit les brochures *Le choc électrique* et *Ne plongez pas dans l'embarras* (bricoleurs), et diffusé divers messages de prudence (facture, métro).

Nous poursuivrons nos efforts par le biais de plans de communication afin d'assurer une information efficace sur les risques courus, notamment lors de travaux effectués près des lignes électriques. Les thèmes seront adaptés aux publics cibles : enfants, jeunes adultes, travailleurs des métiers et entrepreneurs, policiers, pompiers, public en général, médecins, personnel des hôpitaux.

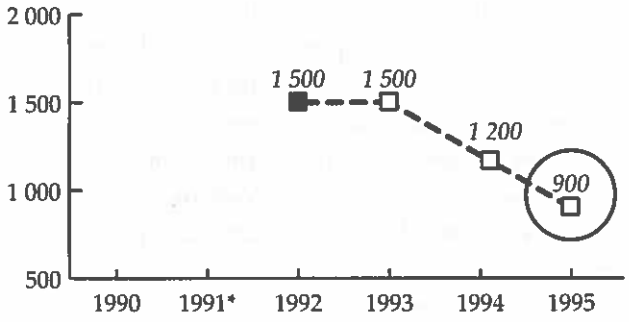
Nous formerons un groupe de travail pour évaluer les pratiques de l'entreprise, ses modes de gestion ainsi que la réglementation reliée aux demandes d'assistance (entrepreneurs), aux travaux d'élagage et aux travaux près des lignes (public bricoleur). Nous comptons terminer cette analyse avant la fin de 1993 et en présenter les résultats dans le rapport de suivi prévu au début de 1994.

ORIENTATION DU PLAN 1993

PROTÉGER LA QUALITÉ DE VIE ET LE MILIEU NATUREL ET MIEUX GÉRER NOS REBUTS

LE RESPECT DE LA PROPRIÉTÉ

16 NOMBRE DE RÉCLAMATIONS REÇUES POUR DOMMAGES À LA PROPRIÉTÉ



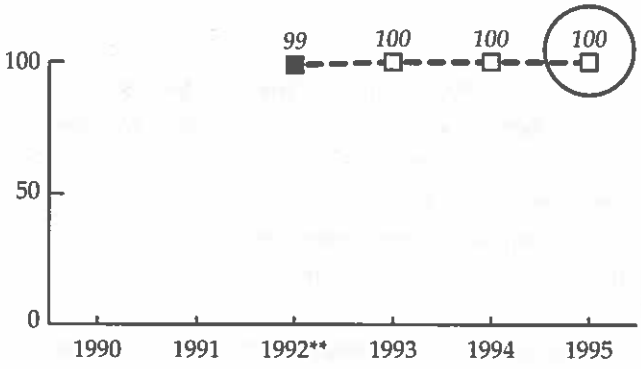
** Implantation d'une nouvelle classification des causes de réclamation.*

Nos clients ont exprimé des attentes concernant le respect de leur propriété. Il arrive en effet qu'à l'occasion de certains travaux, des dommages soient occasionnés par notre personnel ou par des entrepreneurs.

Nous ramènerons les réclamations — 1 500 en 1992 — à 900 en 1995. Notre principale action concerne les ententes à conclure avec les intéressés, avant d'entreprendre les travaux, si des dégâts sont prévisibles. S'il y a dommage inattendu, nous ferons en sorte qu'une entente intervienne au lieu d'attendre une réclamation. En faisant un examen minutieux des faits, nous préviendrons en outre les incidents qui tendent à se répéter. Le personnel lui-même, davantage sensibilisé aux inconvénients subis par les clients, deviendra plus attentif. Il sera également invité à suggérer des mesures préventives. Enfin, nous susciterons une vigilance accrue chez nos entrepreneurs.

La maîtrise de la végétation

17 Pourcentage de zones tampons respectées lors des travaux de maîtrise de la végétation*



** Épandage chimique seulement.*
*** Valeur estimée.*

Hydro-Québec exécute chaque année des travaux de maîtrise de la végétation couvrant environ 15 % de la superficie des emprises de ses lignes de transport et de répartition, notamment pour faciliter l'entretien des lignes et les protéger contre les incendies. Quelque 60 % de ces travaux sont effectués sous forme de coupe mécanique et 40 % à l'aide de phytocides. Au préalable, l'entreprise fait l'inventaire des éléments sensibles (points d'eau, berges, ravages de cerfs, etc.) présents dans les emprises et établit une zone tampon pour les protéger.

Selon un recensement de nos activités de 1992, près de 99 % des zones tampons ont été respectées dans le cadre de l'épandage chimique et aucun élément sensible n'a été contaminé. En ce qui a trait aux travaux de coupe mécanique, les données concernant le respect des éléments sensibles sont encore incomplètes.

Notre objectif pour 1995 est de maintenir à 100 % le respect des zones tampons lors d'épandage chimique.

En 1993, nous évaluerons la possibilité d'implanter ultérieurement un programme de contrôle pour les interventions mécaniques.

L'intégration du réseau de distribution dans son environnement

Chaque année, Hydro-Québec réalise plusieurs milliers de projets sur son réseau de distribution. Certains portent sur le prolongement du réseau, auquel on ajoute quelque 1 000 kilomètres par an, ou sur le déplacement ou la reconstruction de lignes. Ces travaux peuvent avoir divers effets sur l'environnement — impacts visuels ou fonctionnels, dommages à des éléments sensibles du milieu, etc. — qu'il importe d'éviter ou de limiter.

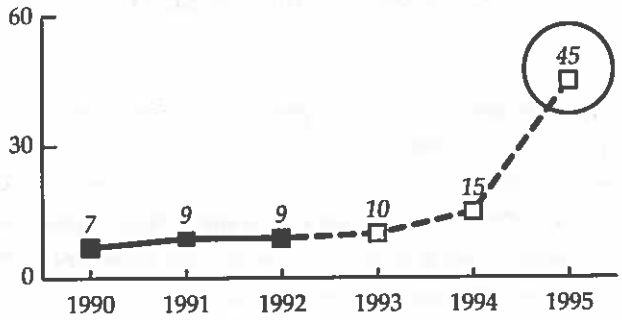
Aussi avons-nous mis à l'essai en 1992 une nouvelle procédure d'intégration environnementale pour nos projets de distribution. L'évaluateur responsable de la conception et de l'estimation du projet évalue les effets environnementaux de façon systématique et prévoit des mesures d'atténuation appropriées. Pour les projets plus importants, ou réalisés dans des zones sensibles, il est assisté par des spécialistes en environnement.

Un projet pilote utilisant cette procédure est en cours dans le secteur Mille-Îles de la région Laurentides. Il comprend plusieurs aspects : mise au point d'outils, analyse de coûts, collaboration avec des entreprises de télécommunications partageant les mêmes poteaux. Il prendra fin en juin 1993 et nous présenterons une stratégie d'implantation en septembre. Par la suite, le développement d'outils de formation et de stages s'échelonnera à partir de janvier 1994.

Les objectifs à atteindre seront présentés dans le rapport de suivi prévu au début de 1994.

La gestion des rebuts

18 Pourcentage des huiles isolantes recyclées par l'entreprise



En 1991, Hydro-Québec a retiré de son réseau quelque 3,8 millions de litres d'huiles usées. Il s'agit presque entièrement d'huiles isolantes naphténiques utilisées dans nos appareils électriques.

Plus de 90 % de cette huile est, entre autres, vendue comme combustible (à des cimenteries, par exemple). Le reste, soit moins de 10 %, est récupéré et réutilisé. Nous devons par ailleurs acheter environ 3,5 millions de litres par an. Le recyclage s'avère donc avantageux non seulement du point de vue environnemental mais aussi du point de vue technique. Les huiles naphténiques sont en effet plus efficaces que les huiles paraffiniques que nous devons acheter sur le marché.

D'ici à 1995, nous nous proposons de recycler 45 % de nos huiles isolantes. À cette fin, nous mettrons en place un système de récupération et de régénération approprié et nous assurerons une formation adéquate en région.

ORIENTATION DU PLAN 1993

Maximiser les retombées économiques de nos activités

Le soutien à l'emploi

Entre 1993 et 1995, les emplois directs et indirects soutenus par les activités d'exploitation et d'investissement d'Hydro-Québec passeront de 62 300 à 59 400 années-personnes. La baisse anticipée concerne notamment les emplois directs : entre 1992 et 1995, ceux-ci passeront de 33 400 à 32 100 années-personnes.

Au cours des trois prochaines années, Hydro-Québec consacrera, de concert avec sa clientèle, des sommes de plus en plus importantes aux programmes d'efficacité énergétique. En conséquence, les emplois totaux soutenus par ces programmes passeront de 2 300 années-personnes en 1992 à 4 960 en 1995.

De plus, au cours des prochaines années, nous prévoyons d'augmenter les achats d'électricité auprès des producteurs privés, ce qui entraînera la construction de petites centrales hydroélectriques et de cogénération au gaz naturel ou à la biomasse d'ici 1996. Cette construction contribuera au soutien de 3 020 emplois directs et indirects — mesurés en années-personnes — sur la période 1993-1995.

La disponibilité d'électricité à bon prix contribue à la compétitivité et à la rentabilité de l'ensemble des entreprises québécoises. C'est un facteur encore plus déterminant pour les entreprises fortes consommatrices d'électricité. Ainsi, nous estimons que les investissements des trois prochaines années des industries fortes consommatrices (principalement pour la réalisation de la deuxième phase du projet Alouette), conjugués aux dépenses d'exploitation des usines existantes, contribueront en moyenne au soutien annuel de près de 15 000 emplois directs et indirects, en années-personnes.

Tableau 10
Emplois soutenus par les activités d'Hydro-Québec (années-personnes)

Activités	1990*	1991*	1992	1993	1994	1995
Exploitation et investissements	53 900	64 600	61 600	62 300	59 200	59 400
Emplois directs	30 000	34 100	33 400	33 100	32 000	32 100
Emplois indirects	23 900	30 500	28 200	29 200	27 200	27 300
Emplois soutenus par l'achat de production privée	60	200	590	440	770	1 810
Emplois soutenus par les programmes d'efficacité énergétique	420	940	2 300	2 990	4 560	4 960
Emplois soutenus dans les industries fortes consommatrices	20 200	19 800	17 000	11 700	15 200	15 600
Emplois soutenus par le Programme d'aide à l'implantation des électrotechnologies	380	130	60	130	320	390
Total	**74 960**	**85 670**	**81 550**	**77 560**	**80 050**	**82 160**

**Données révisées.*

En dernier lieu, afin de favoriser l'implantation d'électrotechnologies efficaces dans les petites et moyennes entreprises et d'améliorer ainsi leur compétitivité, Hydro-Québec réalisera la troisième phase de son Programme d'aide à l'implantation des électrotechnologies. Entre 1993 et 1995, les investissements à cet égard devraient soutenir 840 emplois directs et indirects.

Au total, les activités d'exploitation et d'investissement d'Hydro-Québec, de même que ses activités de commercialisation de l'électricité, contribueront à soutenir en moyenne chaque année près de 80 000 emplois directs et indirects, entre 1993-1995.

La politique d'achat

Dans ses décisions d'achat, Hydro-Québec se base, dans l'ordre, sur la qualité des produits et services offerts, sur leur coût global et sur leur potentiel de retombées économiques au Québec.

En 1992, nos achats de biens, de services et de travaux ont totalisé 2,4 milliards de dollars. Leur contenu québécois était en moyenne de 74 %, contre 72 % en 1991. Le contenu québécois était très élevé dans la catégorie des services et travaux : 97 %. Pour les biens stratégiques (équipements requis pour la production, le transport et la distribution de l'électricité), il se situait à 57 %, et à 58 % pour les autres biens.

En plus d'appliquer notre politique d'achat préférentiel, nous prenons diverses mesures, depuis plusieurs années, pour encourager la fourniture de biens et de services au Québec même. En effet, lorsqu'un marché offre un potentiel particulièrement intéressant de retombées économiques, nous pouvons, selon le cas : procéder à des négociations de gré à gré ; prendre en compte dans nos critères les retombées économiques probables ; négocier des ententes portant sur plusieurs années et garantissant aux fournisseurs, sous certaines conditions, une part appréciable du marché qui leur est ouvert ; ou aider les fournisseurs à élargir l'éventail de leurs sous-traitants.

Nous ciblons dans cette optique les marchés qui offrent le meilleur potentiel de retombées économiques. Les facteurs dont nous tenons compte comprennent : les programmes de recherche et développement proposés, les perspectives de lancement ou de développement pour des sous-traitants de qualité, les débouchés possibles à l'extérieur du Québec ainsi que la création ou le maintien d'une capacité de production au Québec.

En 1991, les interventions de ce type ont visé des marchés de 102 millions de dollars, sur un total de 901 millions de dollars d'achats de biens stratégiques ; en 1992, les chiffres correspondants ont été de 115 et de 583 millions.

Les exemples suivants illustrent l'effet de quelques-unes de nos interventions en 1991 et 1992 : implantation par Phillips-Fitel de la fabrication de câbles de garde à fibre optique qui a entraîné des investissements de 10 millions de dollars à Rimouski et maintenu 40 emplois à cette usine menacée de fermeture ; maintien de la production de condensateurs et de transformateurs de distribution à l'usine d'ABB de Québec ; maintien de la production de disjoncteurs chez GEC Alsthom à La Prairie ; fabrication complète des transformateurs de distribution à l'usine de Ferranti-Packard de Trois-Rivières.

Nous continuerons de cerner les marchés où l'entreprise aura des besoins importants et où le potentiel de retombées économiques est fort. Dans chaque cas, nous déterminerons ensuite le moyen le plus approprié de maximiser les retombées économiques au Québec. Nous ferons le point sur les objectifs retenus pour 1994 et 1995 dans le rapport général de suivi qui sera déposé au début de 1994.

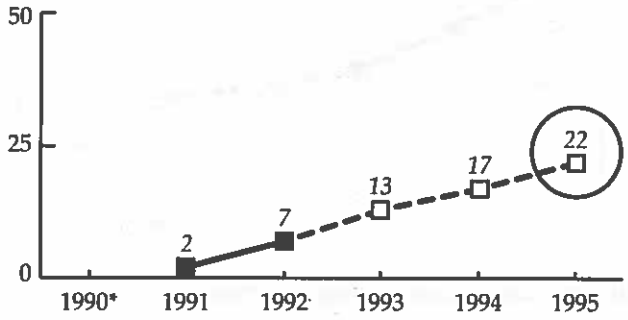
Ressources humaines

ORIENTATION DU PLAN 1993

ASSURER LA PLEINE ADHÉSION DU PERSONNEL À LA CULTURE DE LA QUALITÉ

LA CONTRIBUTION DES ÉQUIPES À L'AMÉLIORATION DE LA QUALITÉ

19 POURCENTAGE DE L'EFFECTIF PERMANENT ET TEMPORAIRE MEMBRE D'ÉQUIPES QUALITÉ



**Année de démarrage du Défi performance.*

Les équipes d'amélioration de la qualité sont au coeur de la stratégie globale de changement que représente le Défi performance. Elles permettent d'en concrétiser les principes fondamentaux : l'orientation clients, la gestion en fonction des faits, le respect des personnes, l'amélioration continue.

Les équipes naturelles et multiunités sont constituées sur une base volontaire, tandis que des membres désignés forment les équipes de projet. Leur mandat ? Étudier un problème précis, soulevé par la direction ou par un employé, puis le corriger. Ce travail d'équipe développe les capacités d'analyse, stimule l'innovation, la responsabilisation, la fierté et le sentiment d'appartenance.

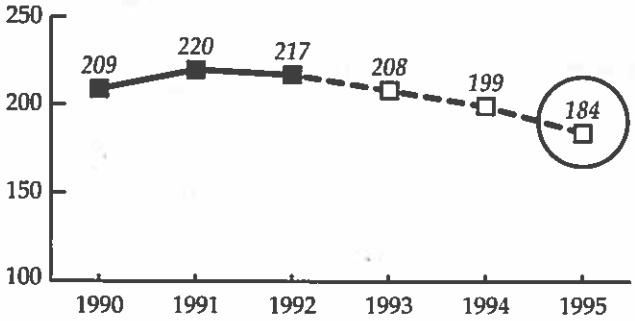
Les premières équipes d'amélioration de la qualité se sont mises en place en 1991. En 1995, près de 5 800 employés, soit 22 % de l'effectif total prévu, seront engagés dans une démarche qualité. L'expansion suivra son cours actuel avec la généralisation des équipes d'amélioration à l'échelle de toute l'entreprise. Pour soutenir cette expansion, nous établirons le bilan de l'implantation des équipes et nous déploierons des objectifs de formation d'équipes pour chacune des grandes unités administratives.

ORIENTATION DU PLAN 1993

METTRE EN PLACE UNE STRUCTURE ET UN MODE DE GESTION PLUS EFFICACES

L'EFFECTIF HYDRO-QUÉBÉCOIS

20 EFFECTIF PAR MILLIARD DE kWh (SELON LES VENTES TOTALES PONDÉRÉES*)



**Voir la définition à la page 57.*

En 1992, Hydro-Québec comptait 21 161 employés permanents et une moyenne de 6 073 employés temporaires. Elle affichait ainsi un ratio de 217 employés par milliard de kWh (selon les ventes totales pondérées), en baisse après deux années d'augmentation.

Au cours de la période 1990-1992, nous avons embauché 1 300 employés, principalement temporaires, de plus que prévu. Les motifs de ce dépassement : le rattrapage nécessaire à la suite du conflit de travail, notre programme d'amélioration de la qualité du service et la mise sur pied du Projet d'efficacité énergétique.

Pour pouvoir aligner nos tarifs sur l'inflation, nous devrons diminuer nos charges d'exploitation unitaires de quelque 20 % d'ici l'an 2000. Pour y parvenir, nous prévoyons de réduire notre effectif de près de 1 500 personnes au cours des trois prochaines années, ce qui diminuera ces charges de 9,5 %. En conséquence, nous améliorerons de 15 %, d'ici 1995, notre ratio d'employés par milliard de kWh. Notre cible pour 1995 est donc de 184 employés par milliard de kWh.

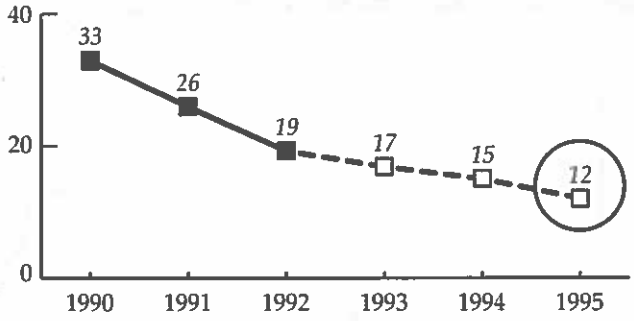
Il est à noter, d'autre part, que la réorganisation en cours aura pour effet de réduire les postes d'encadrement, d'augmenter les ressources directement rattachées au service à la clientèle et de renforcer le leadership stratégique et technique des unités corporatives. Par ailleurs, la révision de nos processus de travail et de nos procédures d'assurance qualité contribuera à optimiser la répartition de notre effectif.

ORIENTATION DU PLAN 1993

AMÉLIORER LA SÉCURITÉ AU TRAVAIL

LA SÉCURITÉ DES EMPLOYÉS

21 NOMBRE D'ACCIDENTS AVEC PERTE DE TEMPS PAR MILLION D'HEURES TRAVAILLÉES



En 1990, nous visions à réduire la fréquence des accidents du travail, nettement trop nombreux à Hydro-Québec. À cet égard, nous nous sommes concentrés sur les enquêtes et analyses d'accidents, les réunions de sécurité, l'analyse des tâches à risque et l'affectation du personnel accidenté. Résultat : en 1992, le taux de fréquence des accidents avec perte de temps marquait une baisse de 25 % par rapport à 1991.

Les efforts physiques (provoquant des maux de dos ou autres), principale cause d'accident, ont été à l'origine de 27 % des blessures avec perte de temps entre 1989 et 1991. Le groupe le plus touché est celui des monteurs en distribution, avec 30 % des blessures de ce type.

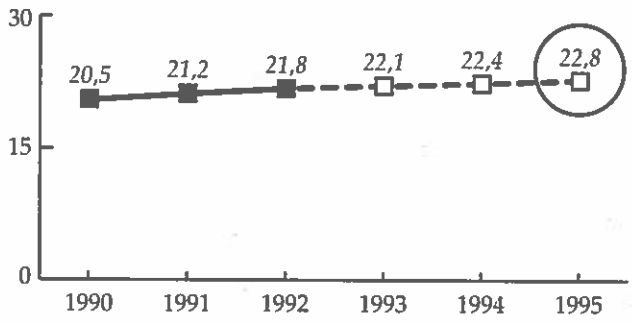
Nous visons pour 1995 un taux de fréquence de 12. Les principales actions prévues sont les suivantes : analyser les tâches et les causes des blessures ; implanter en 1994 un programme d'amélioration spécifique dans chaque unité administrative ; mieux cibler les programmes de prévention et poursuivre les efforts de réinsertion des travailleurs accidentés. L'ensemble de notre activité en matière de sécurité au travail se déroule en concertation avec les syndicats.

ORIENTATION DU PLAN 1993

ASSURER UNE MEILLEURE REPRÉSENTATION DES FEMMES ET DES MEMBRES DES MINORITÉS AU SEIN DE NOTRE PERSONNEL

LA REPRÉSENTATION FÉMININE

22 TAUX DE REPRÉSENTATION DES FEMMES PAR RAPPORT À L'EFFECTIF PERMANENT TOTAL



La composition actuelle de notre personnel n'est pas représentative de la composition de l'ensemble de la population québécoise. Les femmes et les membres des minorités forment un bassin de talents sous-utilisés et désireux de s'intégrer pleinement à la vie économique.

Dans le plan de développement 1990-1992, Hydro-Québec s'est donné pour objectif de porter la représentation des femmes à 30 % de son personnel permanent avant la fin de 1999. L'objectif annuel de croissance de 1 % n'a pas été atteint au cours des premières années pour diverses raisons : faible progression dans les groupes d'emplois Métiers et Techniciens, nouvelles contraintes dans les conventions collectives (notamment l'élargissement des listes de rappel à tous les titres d'emploi) et difficultés de recrutement.

Les gestionnaires se sont largement impliqués dans la prise en charge de l'objectif de représentation féminine. Les efforts des unités et leurs résultats font l'objet de suivis trimestriels. À signaler également : l'ajout en 1991 d'un volet équité en emploi à la formation des cadres, ce qui a permis une meilleure sensibilisation des gestionnaires de premier et de deuxième niveau. Une session de formation est également disponible pour les cadres de premier niveau qui ont à gérer des équipes mixtes.

Compte tenu de l'important effort de rationalisation (réorganisation et décroissance de l'effectif) actuellement en cours au sein de l'entreprise, l'objectif de croissance a été ramené à 1 % pour les trois prochaines années. Pour 1995, nous visons donc un taux de représentation féminine de 22,8 %. Les moyens déjà mis en oeuvre seront maintenus et nous fixerons des taux d'embauche externes pour chacune des grandes catégories d'emploi.

D'autre part, nous menons actuellement un recensement au sein de l'entreprise afin de déterminer de façon plus précise le nombre d'employés appartenant à des minorités visibles ou à des communautés culturelles. Les résultats nous permettront de mieux cibler nos actions à l'égard de ces groupes au cours des années à venir.

ORIENTATION DU PLAN 1993

METTRE EN VALEUR LE SAVOIR-FAIRE DE NOTRE PERSONNEL

LA FORMATION

Hydro-Québec est parmi les entreprises canadiennes qui investissent le plus dans la formation de leurs employés. En 1992, ses dépenses de formation représentaient 4,1 %* de sa masse salariale, contre 3,7 %* en 1990. En comparaison, l'ensemble des entreprises canadiennes ont consacré en moyenne 2 % de leur masse salariale à la formation en 1991.

Compte tenu des exigences du Défi performance et, en particulier, de la réallocation du personnel et de sa participation aux équipes de qualité, nos investissements en formation continueront de croître graduellement durant les trois prochaines années. Il sera cependant essentiel d'optimiser notre effort de diverses façons. Par exemple, la formation, particulièrement dans le groupe Bureau, s'est accompagnée d'une mobilité telle que l'entreprise ne bénéficie pas toujours de l'expertise acquise lors d'un apprentissage. Cette question fait actuellement l'objet de discussions avec les syndicats.

Dans un même esprit, les programmes de formation ont été alignés sur les orientations de l'entreprise et font l'objet de contrôles de qualité. En 1992, nous avons par ailleurs dispensé 7 623 jours-personnes de formation par l'intermédiaire d'établissements d'enseignement. Nous continuerons de recourir à cette formule dans tous les cas où elle s'avérera plus efficace.

En 1993, nous créerons un centre de développement des cadres. Nous mettrons également en oeuvre une stratégie visant à développer les compétences les plus appropriées pour le service à la clientèle. Enfin, les analyses en cours permettront de fixer des cibles et d'optimiser nos investissements en formation pour 1994 et 1995.

** Chiffres revus par rapport au suivi du plan de développement 1990-1992 afin de tenir compte des activités de soutien et d'encadrement de la formation.*

Technologie

Hydro-Québec est parmi les entreprises canadiennes qui consacrent le plus d'effort à la recherche et développement. Son programme de R et D est ciblé sur ses grands domaines d'intervention : continuité du service et qualité de l'onde, utilisation de l'énergie, exploitation du réseau, productivité, environnement ainsi que santé et sécurité.

Le Laboratoire des technologies électrochimiques et des électrotechnologies — doté notamment d'une usine d'électrosynthèse, d'une chambre biclimatique et de bancs d'essais du matériel électrique — est en mesure de soutenir les choix de l'entreprise en matière d'efficacité énergétique et de gestion de la demande, en plus de l'appuyer dans ses engagements prioritaires.

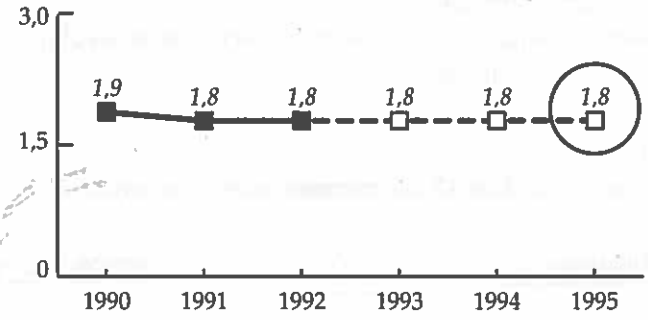
Quant aux laboratoires généraux de l'Institut de recherche d'Hydro-Québec, ils mettent au service de l'entreprise des connaissances dans une large gamme de domaines importants : simulation de réseaux, vérification des câbles et des équipements électriques, systèmes de surveillance, systèmes experts, etc.

Nous entendons consolider l'utilisation de ces grands laboratoires de renommée mondiale pour nos activités de R et D, mais aussi pour nos essais d'équipement et pour ceux des fabricants d'équipement.

Signalons enfin qu'Hydro-Québec est engagée dans diverses formes de collaboration avec des organismes externes, dans une perspective de maillage industriel. Cette collaboration se fait par le biais de projets conjoints et de regroupements d'entreprises et par l'attribution de licences à des entreprises québécoises.

L'effort en R et D

23 Pourcentage des dépenses nettes de R et D par rapport au produit des ventes totales d'électricité



**Nous retenons les dépenses nettes plutôt que les dépenses brutes, car c'est avec ce paramètre que le gouvernement provincial établit ses objectifs. Il s'agit des dépenses totales d'exploitation et d'immobilisations en R et D après déduction des revenus relatifs aux essais de laboratoires, des redevances et des autres revenus de source externe, telles les subventions et les contributions des collaborateurs.*

De manière générale, nous avons maintenu nos dépenses nettes en R et D aux environs de 1,8 % du produit des ventes totales d'électricité. En 1992, les dépenses nettes de R et D ont atteint près de 120 millions de dollars sur des ventes totales d'électricité de 6 764 millions. Le plan de développement 1990-1992 fixait un objectif de dépenses brutes en R et D de 2,4 % ; le résultat a été de 2,1 % pour les années 1990, 1991 et 1992.

Hydro-Québec s'engage davantage dans le développement de technologies en économie d'énergie. Par ailleurs, le réseau et ses composants nécessitent une expertise technologique accrue, car ils deviennent de plus en plus complexes. Et l'ensemble a pris de l'âge, ce qui nous oblige à maîtriser les processus de vieillissement dans ce domaine.

D'ici 1995, nous augmenterons nos dépenses de R et D au rythme de la croissance des ventes, de façon à maintenir un effort de R et D équivalant à environ 1,8 % du produit des ventes totales d'électricité. Le tableau suivant présente les projets plus directement reliés aux attentes de notre clientèle.

Signalons enfin que nous réaliserons en 1994 un audit technologique sur la rentabilité des activités de R et D pour la période 1989-1993.

TABLEAU 11
PROJETS DE R ET D DIRECTEMENT RELIÉS AUX ATTENTES DE LA CLIENTÈLE

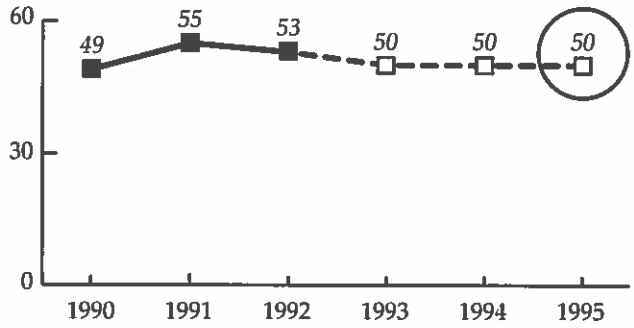
Domaine	Exemples de projets
Continuité du service et qualité de l'onde	Localisation de courts-circuits Instrument de mesure de la qualité de l'onde Tenue diélectrique des transformateurs Logiciel d'analyse et de gestion des alarmes dans les centres d'exploitation régionaux (LANGAGE)
Utilisation de l'énergie	Contrôle du chauffage des locaux résidentiels Optimisation des systèmes de chauffage, de ventilation et de climatisation commerciaux Systèmes et procédés de fabrication industriels
Exploitation du réseau	Logiciel SUPER de surveillance des groupes
Productivité	Logiciel de planification de réseau de distribution (LORD)
Environnement	Instrument d'analyse du méthylmercure dans les réservoirs
Santé et sécurité	Développement d'un télémanipulateur Systèmes de surveillance des barrages (SUBAREX) Seuils sécuritaires de décharges des jonctions

ORIENTATION DU PLAN 1993

FAVORISER LE MAILLAGE AVEC LES INDUSTRIES, LES UNIVERSITÉS ET LES CENTRES DE RECHERCHE

LE FINANCEMENT DES FILIÈRES À LONG TERME

24 RATIO DE FINANCEMENT EXTERNE DES FILIÈRES À LONG TERME*



**Par rapport aux dépenses d'exploitation brutes dans ces mêmes filières.*

Les filières à long terme de R et D, notamment la fusion, la robotique, les piles ACEP et l'hydrogène, offrent un fort potentiel de développement. Or, ces domaines d'activité exigent un financement assez élevé, d'où la nécessité d'une collaboration avec des partenaires qui financent conjointement les travaux avec nous.

Le partenariat contribue à réduire sensiblement les risques technologiques et financiers tout en favorisant l'échange fructueux d'expertise. Gagner la confiance de partenaires à nos projets, c'est aussi faire la preuve de la pertinence des filières retenues. Et c'est assurer le rayonnement de nos activités dans les filières les plus prometteuses à long terme.

Depuis 1990, le ratio de financement externe de ces filières a oscillé entre 49 et 55 %, pour s'établir à 53 % en 1992.

Étant donné les prévisions économiques et l'accès réduit aux fonds publics, nous visons un ratio de 50 % pour 1993, 1994 et 1995. La recherche de nouveaux partenaires se poursuivra activement. Elle s'accompagnera d'une réévaluation et d'une consolidation des filières à long terme.

ORIENTATION DU PLAN 1993

INTENSIFIER LA COMMERCIALISATION DES PRODUITS TECHNOLOGIQUES DÉCOULANT DE NOS RECHERCHES

LA COMMERCIALISATION DES TECHNOLOGIES

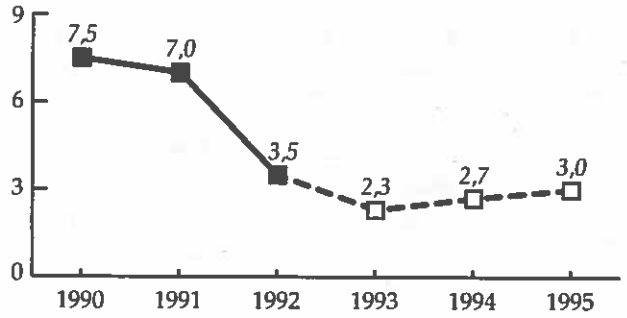
Au cours des trois prochaines années, nous augmenterons encore davantage nos efforts en vue de commercialiser les technologies issues de nos recherches. À l'heure actuelle, une soixantaine de licences sont en exploitation. Elles concernent principalement des logiciels d'automatismes et de protection, des produits reliés à la maintenance et à l'entretien, et des outils de conception, de planification et d'analyse.

Prix de l'électricité

ORIENTATION DU PLAN 1993
ALIGNER NOS HAUSSES TARIFAIRES SUR L'INFLATION

LES HAUSSES TARIFAIRES ÉGALES À L'INFLATION

25 HAUSSES TARIFAIRES POUR LES VENTES ASSUJETTIES AU RÈGLEMENT TARIFAIRE (%)



Conformément aux attentes de sa clientèle, Hydro-Québec entend aligner ses hausses tarifaires sur l'inflation. Ainsi, pour 1993, 1994 et 1995, les hausses moyennes envisagées — toutes catégories confondues — sont respectivement de 2,3 %, 2,7 % et 3,0 %, ce qui correspond aux taux d'inflation prévus pour ces trois années.

Comparativement aux augmentations prévues dans le rapport général de suivi déposé en 1992, les hausses proposées ici marquent une diminution de 2,2 % pour 1993, de 2,8 % pour 1994 et de 1,7 % pour 1995. Soulignons, de plus, que la hausse tarifaire consentie en 1992 a été inférieure de 2 % à ce qui était prévu.

À court terme, les tarifs augmentent moins rapidement que les coûts de fourniture des ventes assujetties au règlement tarifaire, mais l'équilibre pourra être rétabli par la suite. En effet, au-delà de la période de mises en service majeures que nous connaîtrons au cours des prochaines années, la croissance des coûts de fourniture devrait ralentir. Nous pourrons alors couvrir nos coûts de fourniture tout en alignant les hausses de tarifs sur l'inflation.

La proposition tarifaire qui accompagne le présent engagement couvre une période de deux ans. La hausse de 2,7 % applicable au 1er mai 1994 pourra donner lieu à révision pour refléter le taux d'inflation prévu par Hydro-Québec en janvier 1994. Nous comparerons cette prévision avec celle d'autres organismes et nous la justifierons. Par ailleurs, advenant des événements exceptionnels, nous pourrions devoir réévaluer la hausse envisagée pour 1994.

Certains paramètres du cadre financier 1993-1995 ont changé depuis l'établissement de nos prévisions de l'an dernier. Par exemple, le ralentissement de la demande et les hausses de tarifs moindres que prévu ont réduit les revenus escomptés, et les gains découlant de la baisse des taux d'intérêt ont été en partie contrecarrés par l'affaiblissement du dollar. En revanche, les conditions d'hydraulicité plus favorables ont diminué nos dépenses.

Pour être en mesure de respecter son engagement tarifaire, l'entreprise devra assurer un contrôle plus serré de l'ensemble de ses coûts. Les stratégies d'intervention portent sur trois domaines principaux : le contrôle des charges d'exploitation et de la masse salariale ; le contrôle des coûts des projets majeurs de production et de transport en cours de réalisation ; et la rationalisation des autres investissements.

TABLEAU 12
CADRE FINANCIER (MILLIONS DE DOLLARS)

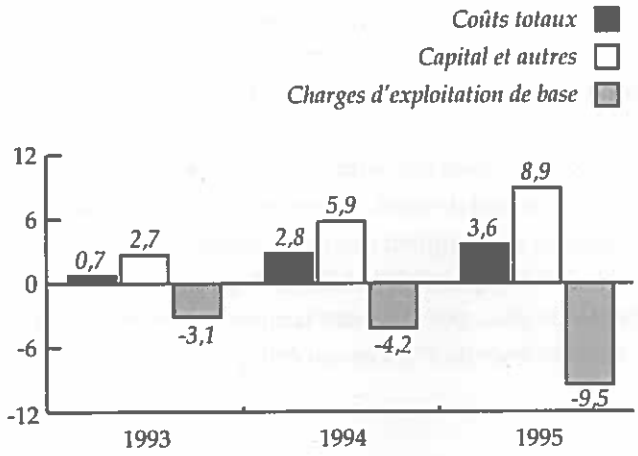
	Résultats			Prévisions			Croissance annuelle moyenne (%)
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1992-1995
PRODUITS							
Électricité régulière au Québec	5 521	5 906	6 382	6 776	7 245	7 680	6,4
Ventes additionnelles à court terme	0	0	0	50	66	198	—
Exportations	300	304	382	351	277	324	-5,3
Autres produits	39	42	43	43	47	48	3,7
Total	**5 860**	**6 252**	**6 807**	**7 220**	**7 635**	**8 250**	**6,6**
Charges d'exploitation	1 681	1 838	1 935	1 983	2 087	2 166	3,8
Autres charges	1 341	1 313	1 694	1 836	1 934	2 124	7,8
Total	**3 022**	**3 151**	**3 629**	**3 819**	**4 021**	**4 290**	**5,7**
Bénéfice avant intérêts et perte de change	2 838	3 101	3 178	3 401	3 614	3 960	7,6
Intérêts et perte de change	2 434	2 341	2 454	2 641	2 901	3 249	9,8
Bénéfice net	**404**	**760**	**724**	**760**	**713**	**711**	**-0,6**

LES COÛTS UNITAIRES TOTAUX

La mise en service d'équipements majeurs entre 1993 et 1995 exercera une pression importante sur les coûts unitaires totaux calculés d'après les ventes totales pondérées*. Toutefois, nos efforts de contrôle permettront de limiter la croissance de ces coûts à un taux qui n'excédera l'inflation que d'un peu plus de 1 % en moyenne annuellement.

Nos coûts unitaires totaux augmenteront d'environ 3,6 % en termes réels d'ici 1995. Sur une base unitaire, les coûts du capital et autres charges, sauf les charges reliées à la faible hydraulicité, monteront de 8,9 %, alors que les charges d'exploitation de base baisseront de 9,5 %. Les variations de ces éléments ne se compensent pas, car les coûts du capital et autres charges représentent 70 % des coûts totaux et les charges d'exploitation seulement 30 %.

CROISSANCE CUMULATIVE EN TERMES RÉELS DES COMPOSANTES DES COÛTS UNITAIRES TOTAUX* ENTRE 1992-1995 (%)



Calculées d'après les ventes totales pondérées.

** Voir note de l'indicateur 26, page 57.*

Les principaux éléments du cadre financier

Coûts du capital et autres charges

Les coûts du capital et autres charges se sont accrus en 1992 de quelque 500 millions de dollars, ou près de 14 %, par rapport à 1991. L'entrée en vigueur des frais de garantie de la dette, les achats d'énergie requis pour pallier la faible hydraulicité de 1991, la réalisation de nouvelles activités d'achat-revente à court terme et la mise en service des derniers groupes de la centrale de La Grande-2-A et du poste de Nicolet sont les principales causes de cette croissance.

Comme le montre le tableau 13, les coûts du capital et autres charges augmenteront de près de 30 % d'ici 1995, soit une moyenne de 9,0 % par an. Cette croissance découle de la mise en service de nouveaux équipements, principalement ceux de la phase II du complexe La Grande.

Tableau 14
Croissance des coûts du capital et autres charges 1992-1995 (millions de dollars)

Nouveaux équipements	
Production et transport	519
Distribution	192
Soutien	103
Achats auprès des producteurs privés	39
Programmes de qualité (PAM, PAQS et critères du réseau)	79
Travaux majeurs de réfection et de maintenance	154
Taxes	127
Autres	12
Total	**1 225 ***

** Comprend achats d'électricité, amortissement, taxes et intérêts ainsi que perte de change.*

Tableau 13
Coûts du capital et autres charges (millions de dollars)

	Résultats			Prévisions		
	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Achats d'électricité	303	184	304	271	232	261
Amortissement des immobilisations	677	737	796	922	1 023	1 142
Taxes	361	392	594	643	679	721
Sous-total	**1 341**	**1 313**	**1 694**	**1 836**	**1 934**	**2 124**
Intérêts et perte de change	2 434	2 341	2 454	2 641	2 901	3 249
Total des coûts du capital et autres charges	**3 775**	**3 654**	**4 148**	**4 477**	**4 835**	**5 373**

Ces coûts sont tributaires de facteurs qui échappent à notre contrôle et qui pourraient rendre difficile l'alignement des hausses tarifaires sur l'inflation. Ces facteurs sont principalement l'évolution des taux d'intérêt et de change, le niveau des taxes ainsi que l'hydraulicité.

Si les taux d'intérêt augmentaient par rapport à notre prévision, la croissance de nos coûts serait plus accentuée. L'effet pourrait être important dans la mesure où la filière hydroélectrique exige beaucoup de capital.

Pour leur part, les taxes et les frais de garantie de la dette sont prévus en fonction des taux actuellement en vigueur. Si ces derniers augmentaient ou si de nouvelles taxes étaient imposées à Hydro-Québec, il en résulterait des pressions à la hausse sur les tarifs.

Cependant, le principal risque financier associé à la filière hydroélectrique est l'hydraulicité. De 1990 à 1992, la faible hydraulicité a coûté à l'entreprise environ 360 millions de dollars en mesures exceptionnelles. De plus, l'arrêt temporaire des ventes bi-énergie a entraîné des pertes de revenus de l'ordre de 100 millions.

Dans ce contexte, nous entendons formuler en 1993 des propositions précises quant à la création d'un compte de stabilisation destiné à réduire les risques financiers associés à l'hydraulicité. Grâce à ce compte, une partie des revenus tirés des ventes d'énergie additionnelles à court terme durant les cycles de forte hydraulicité servira au financement des mesures exceptionnelles requises pendant les périodes de faible hydraulicité.

Le contrôle des coûts du capital et autres charges passe en grande partie par le contrôle des investissements. À ce chapitre, l'entreprise entend contrôler de façon serrée ses investissements, et de façon plus particulière s'engage sur le coût d'une série de projets : centrales Brisay, Laforge-1 et La Grande-1, turbines à gaz de Bécancour, 12e ligne de transport à 735 kV et réfection de Manic-5.

Le coût global de ces projets sera de 5,2 milliards de dollars avant intérêts. On trouve plus de détails sur cet engagement dans le chapitre Fourniture d'électricité.

Nous entendons par ailleurs rationaliser nos autres investissements futurs, plus particulièrement les équipements de soutien. Nous examinerons aussi nos méthodes de conception et de réalisation des projets et plus précisément les procédures de travail internes et les relations avec nos fournisseurs.

L'optimisation des stratégies de financement et de gestion globale des risques contribue également au contrôle des coûts du capital et autres charges. Mentionnons, à cet égard, l'utilisation de la dette à taux flottant, la renégociation et le rachat de dettes avant échéance pour bénéficier de conditions de marché favorables et la gestion des risques de change.

Les actions suivantes nous aideront aussi à mieux contrôler les coûts du capital et autres charges :

- l'amélioration de la gestion des stocks ;

- l'amélioration du réseau existant par le biais de diverses mesures : augmentation du rendement des groupes turbines-alternateurs, réduction des déversements productibles, maintien du taux d'arrêt forcé à un niveau minimum et réalisation de travaux de réfection augmentant la contribution énergétique d'installations existantes.

Les investissements

Les investissements se sont maintenus en 1992 au même niveau qu'en 1991. Les investissements en production ont diminué de près de 150 millions de dollars, en raison surtout de l'achèvement des travaux de suréquipement de La Grande-2. Cependant, les investissements en transport ont augmenté de près de 200 millions, notamment en raison des travaux effectués au réseau collecteur de la phase II du complexe La Grande et à la 12e ligne.

Les investissements en répartition, distribution, soutien et bâtiments administratifs ont diminué de 115 millions de dollars en 1992 par rapport à 1991, alors que les autres catégories d'investissements ont augmenté d'autant.

Le niveau global des investissements de 1992 est toutefois plus faible que ce qui était prévu au début de l'année, à cause principalement du report et du retard de certains projets et activités.

Sur la période 1993-1995, l'ensemble des investissements représentera 13 milliards de dollars. Les équipements de production et de transport comptent pour plus de 60 % du total. Les équipements reliés à la phase II du complexe La Grande qui seront mis en service d'ici 1995 représentent 2,5 milliards de dollars, alors que les autres équipements de base mis en service d'ici 2003 nécessiteront des investissements de l'ordre de 2,7 milliards. La réfection des centrales absorbera plus de 950 millions. Pour sa part, le Programme d'amélioration de la fiabilité du réseau de transport entraînera des investissements de 630 millions.

Les équipements de répartition et de distribution représentent 23 % du total des investissements. Pour la période 1993-1995, c'est 3 milliards de dollars qui leur sont consacrés. De ce montant, 280 millions iront aux programmes d'amélioration de la qualité du service et 400 millions à la réfection et à la maintenance. Le reste, soit plus de 2 milliards de dollars, servira principalement à faire face à la croissance de la demande et se divise à peu près également entre la répartition et la distribution.

Pour sa part, l'augmentation des investissements dans la catégorie Autres est due principalement aux subventions reliées au programme d'efficacité énergétique.

Tableau 15
Investissements (milliards de dollars)

	Résultats			Prévisions			Total
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1993-1995
Production et transport	2,1	2,8	2,8	2,9	2,6	2,4	7,9
Répartition et distribution	0,7	0,8	0,8	0,9	1,0	1,1	3,0
Soutien et bâtiments administratifs	0,3	0,3	0,2	0,3	0,3	0,3	0,9
Autres*	0,1	0,2	0,3	0,3	0,4	0,5	1,2
Total	**3,2**	**4,1**	**4,1**	**4,4**	**4,3**	**4,3**	**13,0**

** Entrent dans cette catégorie : technologie, télécommunications, subventions, prêts, placements et avances.*

Les charges d'exploitation

Les charges d'exploitation représentent environ 30 % des coûts totaux de l'entreprise. Devant la croissance importante des coûts du capital et autres charges, il importe d'intensifier nos efforts de rationalisation des charges d'exploitation.

En 1992, nos charges d'exploitation ont été de 1 935 millions de dollars, en hausse de 97 millions ou 5,3 %. Cette augmentation résulte principalement d'éléments non reliés aux activités de base, soit les charges liées à la faible hydraulicité, l'amortissement des subventions et les radiations majeures. De fait, la croissance des charges de base a été de 51 millions de dollars, soit seulement 2,9 %.

D'ici 1995, les charges d'exploitation de base croîtront globalement de 196 millions de dollars, soit un rythme moyen de 3,4 % par année. Les programmes majeurs absorbent 48 millions de dollars, somme presque entièrement affectée au Projet d'efficacité énergétique.

Ainsi, les charges d'exploitation de base excluant les programmes majeurs connaîtront d'ici 1995 une croissance de 148 millions de dollars, ou 2,9 % par année, soit un taux proche de l'inflation moyenne de 2,7 % prévue pour la période. Il s'agit donc d'une stabilisation des ressources financières associées aux activités de base, à l'exclusion des programmes majeurs, en dépit d'une croissance importante de l'offre et des besoins globaux d'énergie.

Nous obtiendrons ce résultat en réalisant des gains de productivité substantiels d'ici 1995. Nous prévoyons ainsi réduire les charges d'exploitation unitaires rattachées aux activités de base de 9,5 % en termes réels durant la période.

Tableau 16
Évolution des charges d'exploitation (millions de dollars)

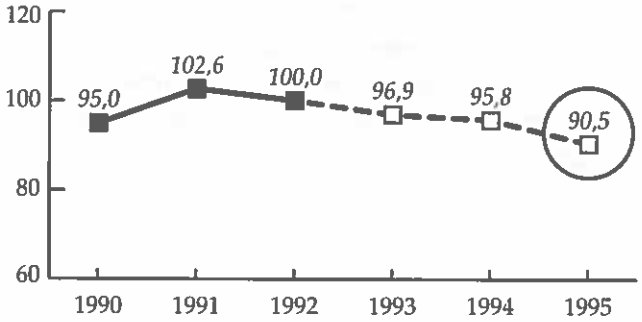
	Résultats			Prévisions		
	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Charges d'exploitation	**1 681**	**1 838**	**1 935**	**1 983**	**2 087**	**2 166**
Éléments non reliés aux activités de base*	126	53	99	73	97	134
Charges d'exploitation de base	**1 555**	**1 785**	**1 836**	**1 910**	**1 990**	**2 032**
Programmes majeurs**	75	149	156	188	199	204
Charges d'exploitation de base moins programmes majeurs	**1 480**	**1 636**	**1 680**	**1 722**	**1 791**	**1 828**

**Faible hydraulicité, amortissement des subventions et radiations majeures.*

*** Efficacité énergétique, PAM, PAQS et PAQS Clientèle.*

26 Charges d'exploitation unitaires correspondant aux ventes totales pondérées* (cents de 1992/kWh)

Indice de 1992 = 100



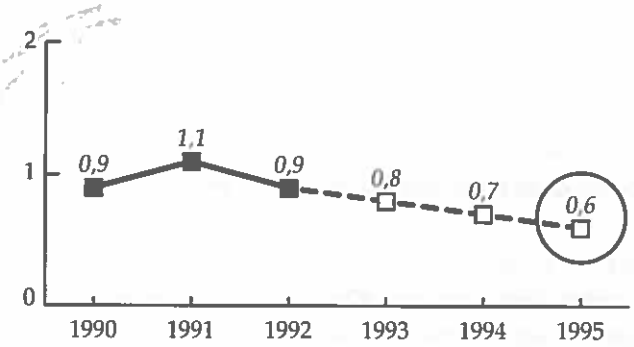
**Ces charges ne comprennent pas les coûts de faible hydraulicité, l'amortissement des subventions et les radiations majeures. Les ventes totales pour 1993 à 1995 comprennent les ventes régulières au Québec et à l'exportation ainsi que 14 TWh de ventes additionnelles à court terme. Elles sont converties en équivalent de ventes d'électricité régulière au Québec en basse et moyenne tension en utilisant le poids relatif des coûts de fourniture (p. ex. : 1 kWh haute tension équivaut à 0,63 kWh vendu à basse ou à moyenne tension en termes de coûts et de charge de travail).*

Afin de réaliser ces gains de productivité, nous exercerons un contrôle serré sur la masse salariale au cours des prochaines années, ce qui se traduira par une réduction de l'effectif permanent et temporaire et un contrôle accru des heures supplémentaires. Ainsi, en dollars constants, la masse salariale à l'exploitation devrait décroître dès 1993.

Nous assurerons en même temps une gestion rigoureuse des autres éléments composant les charges d'exploitation, plus particulièrement des services achetés. Nous travaillerons également à l'amélioration de nos processus de travail et prioriserons nos activités en fonction des attentes véritables du client.

Enfin, nous exercerons un contrôle accru sur les mauvaises créances. Comme le montre le graphique suivant, ces dernières ont augmenté au cours des années passées, en partie à cause d'une conjoncture économique difficile. Notre objectif est de recouvrer les arrérages dans les meilleurs délais, tout en assurant un traitement équitable à nos clients.

27 Taux de mauvaises créances (%)



**Rapport entre la charge de mauvaises créances et le produit des ventes d'électricité régulière au Québec facturées pendant l'année.*

Pour 1995, nous entendons ramener le taux de mauvaises créances à 0,6 %, comparativement à 0,9 % en 1992. Dans nos pratiques d'affaires, nous mettrons l'accent sur la rigueur et sur la proactivité (rappels, ententes de paiement, avis d'interruption) et nous appliquerons plus rapidement notre procédure d'interruption de service pour ceux qui auront dépassé les délais prescrits. De plus, nous améliorerons la qualité de l'information que nous recueillons lors des déménagements et des emménagements et nous veillerons à ce que notre nouvelle clientèle commerciale nous fournisse en tout temps les garanties de paiement requises.

Les produits des ventes

Les produits des ventes ont totalisé quelque 6,8 milliards de dollars en 1992, soit une croissance de 555 millions ou 8,9 % sur 1991. Les produits des ventes d'électricité régulière au Québec ont augmenté de 476 millions de dollars. La hausse de tarifs de 3,5 % de mai 1992 ainsi que l'application sur les quatre premiers mois de 1992 de la hausse de 1991 comptent pour 286 millions, le reste s'expliquant par la croissance de la demande.

Pour leur part, les produits des ventes d'exportation ont augmenté de 78 millions de dollars ou 26,0 %. Cette augmentation est principalement attribuable au contrat d'énergie garantie avec les New England Utilities, contrat dont les livraisons ont débuté en juillet 1991.

De plus, nous avons entrepris en 1992 de nouvelles activités d'achat-revente d'énergie à court terme. Ces activités ont rapporté plus de 50 millions de dollars et des rentrées nettes de l'ordre de 10 millions.

D'ici 1995, les produits des ventes d'électricité régulière au Québec devraient croître de 20 % par rapport à 1992 et atteindre 7,7 milliards de dollars. Un peu plus de la moitié de cette augmentation proviendrait de la croissance de la demande.

Les ventes additionnelles à court terme devraient être de l'ordre de 14 TWh et rapporter près de 315 millions de dollars, ce qui permettra de maintenir une situation financière adéquate. Depuis 1992, la situation des réservoirs est au point d'équilibre. Les mises en service prévues d'ici 1995 permettront des ventes additionnelles à court terme dont les quantités varieront selon l'évolution du marché, de l'hydraulicité et de la demande. Si les quantités dépassent les 14 TWh prévus, les revenus additionnels iront à l'amélioration des ratios financiers et au compte de stabilisation, selon des modalités à déterminer. Si l'hydraulicité est trop faible, ces ventes ne se réaliseront pas.

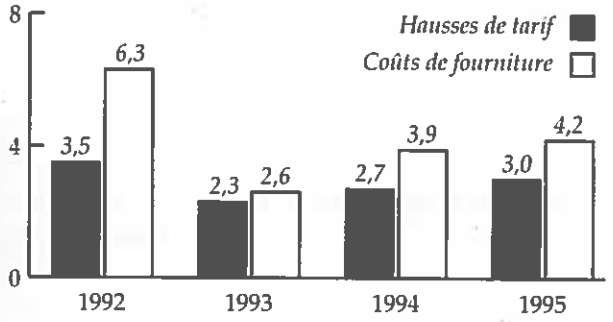
Enfin, d'ici 1995, nos exportations devraient totaliser près de 27 TWh, constitués principalement d'énergie garantie déjà prévue par contrat. Les produits de ces ventes seront de 950 millions de dollars, soit 4 % des produits totaux de la période.

Les coûts de fourniture

Les tarifs d'Hydro-Québec sont basés sur l'évolution de ses coûts de fourniture, c'est-à-dire les coûts engagés pour réaliser les ventes assujetties au règlement tarifaire, exprimés en cents par kilowattheure et non pondérés.

Les coûts de fourniture croîtront de 2,6 % en 1993, 3,9 % en 1994 et 4,2 % en 1995, soit une moyenne de 3,6 % par an. Les hausses de tarifs, égales à l'inflation anticipée, seront respectivement de 2,3 %, 2,7 % et 3,0 % en 1993, 1994 et 1995, soit une moyenne de 2,7 % par an.

Croissance des coûts de fourniture et des tarifs (%)



La croissance des coûts de fourniture provient principalement de la mise en service des équipements de la phase II du complexe La Grande et d'investissements importants en distribution pour répondre à la croissance de la demande. Elle se fera davantage sentir en 1994 et 1995. Il importe donc d'augmenter la base tarifaire au moins au rythme de l'inflation cumulative des trois prochaines années puisque, même à ce niveau, les hausses de tarifs ne peuvent empêcher une diminution du rendement sur l'avoir propre d'ici 1995.

Cependant, l'écart entre la croissance des coûts de fourniture et la croissance des tarifs sera temporaire. Après les mises en service majeures prévues au cours des prochaines années, l'équilibre pourra graduellement se rétablir.

ORIENTATION DU PLAN 1993

RENFORCER NOTRE SITUATION FINANCIÈRE EN ATTEIGNANT L'ENSEMBLE DE NOS RATIOS FINANCIERS

La santé financière

Les critères financiers minimaux traditionnellement visés par l'entreprise afin d'assurer de bonnes conditions de financement sont :

- une couverture des intérêts supérieure à 1,0 ;
- un taux de capitalisation d'au moins 25 % ;
- un taux d'autofinancement d'au moins 30 % ;
- un rendement sur l'avoir propre au moins égal au coût de la dette.

Ces critères sont revus périodiquement. En 1993, nous réexaminerons notre cible minimale d'autofinancement pour tenir compte de la stabilisation du niveau d'investissements que nous prévoyons au cours des prochaines années.

D'ici 1995, nous entendons maintenir ou améliorer légèrement la couverture des intérêts, le taux de capitalisation et le taux d'autofinancement. Ce dernier ratio connaîtra une amélioration plus marquée, grâce au niveau relativement stable des investissements au cours des trois prochaines années et à une diminution marquée des rachats d'obligations. Il est à noter que seuls la couverture des intérêts et le taux d'autofinancement seront au-dessus de leur niveau minimal souhaitable.

TABLEAU 17
SITUATION FINANCIÈRE

	Résultats			Prévisions		
	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Couverture des intérêts	1,04	1,10	1,07	1,06	1,05	1,08
Taux de capitalisation (%)	24,8	23,7	23,7	24,1	24,2	24,4
Rendement sur l'avoir propre (%)	4,8	8,4	7,4	7,2	6,3	6,0
Taux moyen du coût de la dette (%)	11,6	10,7	9,9	10,0	9,9	10,0
Taux d'autofinancement (%)	30,7	27,5	27,0	36,2	36,9	39,8
Marge bénéficiaire (%)	6,9	12,2	10,6	10,5	9,3	8,6

Le rendement sur l'avoir propre passera de 7,4 % en 1992 à 6,0 % en 1995, alors que sa relation avec le coût de la dette passera de 75 % à 60 %. Cette détérioration temporaire sera attribuable au fait que les coûts de fourniture à court terme augmenteront plus vite que les tarifs.

La réduction temporaire du rendement sur l'avoir propre lors de la mise en service d'équipements majeurs n'est pas unique à Hydro-Québec. Ce phénomène est commun à presque toutes les entreprises qui ont à effectuer de grandes dépenses en capital.

ORIENTATION DU PLAN 1993

RESTRUCTURER GRADUELLEMENT NOS TARIFS POUR FAVORISER UNE UTILISATION PLUS RATIONNELLE DE L'ÉLECTRICITÉ ET PERMETTRE À LA CLIENTÈLE DE RÉDUIRE SA FACTURE

LA STRUCTURE TARIFAIRE

UN TARIF SAISONNIER GRANDE PUISSANCE

Hydro-Québec propose dans ses orientations tarifaires à long terme (annexe 7 de la proposition de plan de développement 1993) l'implantation d'un tarif saisonnier pour les clients grande puissance. Il reflétera les variations temporelles de nos coûts de production, agissant ainsi comme signal.

Ce type de tarification sera plus incitatif pour les clients grande puissance que la tarification actuelle. En effet, certains clients trouveront avantageux de déplacer des charges de l'hiver à l'été, pour tirer profit de l'écart de prix saisonnier.

Différents scénarios de tarifs saisonniers ont été présentés à la clientèle et les modalités d'une variante privilégiée sont en cours de formulation. Toutefois, nous poursuivons les discussions afin de dissiper certaines réticences d'une partie de la clientèle et de raffiner les modalités d'application. Ce tarif pourrait être adopté par décret au cours des deux prochaines années.

UN TARIF DIFFÉRENCIÉ DANS LE TEMPS

Hydro-Québec indique dans la *Proposition tarifaire pour 1993 et 1994* son intention d'expérimenter dans le secteur résidentiel un tarif qui favoriserait le déplacement des charges des périodes de pointe vers les périodes hors pointe. Les clients qui modifieraient leurs habitudes de consommation pourraient ainsi réduire leur facture d'électricité. Nous procéderons à une expérience pilote dans une région déterminée avant d'offrir ce tarif sur une base optionnelle à toute la clientèle.

ORIENTATION DU PLAN 1993

DIMINUER SIGNIFICATIVEMENT L'INTERFINANCEMENT ENTRE LES MARCHÉS

La relation d'interfinancement qui existe actuellement entre nos diverses catégories tarifaires crée une forme d'inégalité qui présente à long terme des risques commerciaux et financiers. Il importe de redresser progressivement cette situation.

Nous proposons à cet effet, dans la *Proposition tarifaire pour 1993 et 1994*, une légère différenciation des hausses par catégorie tarifaire. Cette mesure tient compte des difficultés de la conjoncture économique actuelle.

Vue d'ensemble des indicateurs de performance

		1990	1991	1992	1993	1994	Cible 1995
QUALITÉ DU SERVICE À LA CLIENTÈLE							
1	TAUX DE SATISFACTION DE LA CLIENTÈLE À L'ÉGARD DE LA QUALITÉ DES COMMUNICATIONS (ÉCHELLE DE 1 À 10)	*	*	8,4	8,4	8,6	9,0
2	NOMBRE DE PLAINTES EN APPEL PAR 100 000 CLIENTS	*	*	21	20	18	15
3	POURCENTAGE D'APPELS TÉLÉPHONIQUES TRAITÉS PAR RAPPORT AU TOTAL D'APPELS EFFECTUÉS PAR LES CLIENTS	77 %	90 %	93 %	93 %	93 %	93 %
4	POURCENTAGE DE DEMANDES DE RACCORDEMENT EXÉCUTÉES DANS LES DÉLAIS	58 %	77 %	87 %	88 %	89 %	90 %
5	POURCENTAGE DES CLIENTS AVISÉS À L'AVANCE D'INTERRUPTIONS PLANIFIÉES	34 %	50 %	58 %	58 %	65 %	75 %
6	POURCENTAGE DES CLIENTS FACTURÉS À PARTIR D'UN RELEVÉ DE COMPTEUR PAR RAPPORT AU TOTAL DES CLIENTS À FACTURER DURANT LA PÉRIODE	75 %	88 %	89 %	91 %	91 %	91 %
7	POURCENTAGE DE LA CLIENTÈLE RÉSIDENTIELLE SATISFAITE DES ACTIVITÉS RELIÉES À L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE	47 %	*	58 %	59 %	60 %	63 %
8	POURCENTAGE DES VISITES RENDUES À LA CLIENTÈLE CII PAR RAPPORT AU TOTAL DES VISITES NÉCESSAIRES	*	*	*	*	75 %	90 %
9	POURCENTAGE DE CLIENTS UTILISANT LE MODE DE VERSEMENTS ÉGAUX (MVE) PAR RAPPORT AU TOTAL DES CLIENTS	19 %	26 %	27 %	27 %	28 %	30 %
FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ							
10	AMÉLIORATION DU RÉSEAU EXISTANT						
	EN ÉNERGIE (TWH)	0,1	1,9	2,4	2,7	2,9	3,0
	EN PUISSANCE (MW)	27	184	255	348	432	440
11	ÉCONOMIES D'ÉNERGIE (TWH)	0	0,1	0,5	1,0	1,7	2,9
12	DATES DE MISE EN SERVICE — CONSTRUCTIONS OU RÉÉQUIPEMENTS**						
	BRISAY (nombre de groupes)	—	—	—	2	—	—
	LAFORGE-1 (nombre de groupes)	—	—	—	2	4	—
	LA GRANDE-1 (nombre de groupes)	—	—	—	—	6	6
	12E LIGNE — SECTION CHISSIBI – CHIBOUGAMAU	—	—	—	●	—	—
	12E LIGNE — SECTION CHIBOUGAMAU – JACQUES-CARTIER	—	—	—	—	●	—
	BÉCANCOUR (nombre de groupes)	—	—	2	2	—	—
	MANIC-5 (nombre de groupes)	—	—	—	2	2	—
13	NOMBRE D'HEURES D'INTERRUPTION DE SERVICE PAR CLIENT PAR ANNÉE						
	BRUT	6,7	6,6	4,45	4,85	4,43	4,0
	NORMALISÉ	6,4	5,3	4,38	4,05	3,63	3,2
14	NOMBRE DE PERTES DE PRODUCTION SIGNALÉES PAR DES CLIENTS INDUSTRIELS GRANDE PUISSANCE	*	530	320	290	275	270

		1990	1991	1992	1993	1994	Cible 1995
Responsabilité environnementale et sociale							
15	Retrait des appareils contenant des BPC	7 827	4 093	3 477	2 612	1 044	**0**
16	Nombre de réclamations reçues pour dommages à la propriété	*	*	1 500	1 500	1 200	**900**
17	Pourcentage de zones tampons respectées lors des travaux de maîtrise de la végétation	*	*	99 %	100 %	100 %	**100 %**
18	Pourcentage des huiles isolantes recyclées par l'entreprise	7 %	9 %	9 %	10 %	15 %	**45 %**
Ressources humaines							
19	Pourcentage de l'effectif permanent et temporaire membre d'équipes qualité	*	2 %	7 %	13 %	17 %	**22 %**
20	Effectif par milliard de kWh (selon les ventes totales pondérées)	209	220	217	208	199	**184**
21	Nombre d'accidents avec perte de temps par million d'heures travaillées	33	26	19	17	15	**12**
22	Taux de représentation des femmes par rapport à l'effectif permanent total	20,5 %	21,2 %	21,8 %	22,1 %	22,4 %	**22,8 %**
Technologie							
23	Pourcentage des dépenses nettes de R et D par rapport au produit des ventes totales d'électricité	1,9 %	1,8 %	1,8 %	1,8 %	1,8 %	**1,8 %**
24	Ratio de financement externe des filières à long terme	49 %	55 %	53 %	50 %	50 %	**50 %**
Prix de l'électricité							
25	Hausses tarifaires pour les ventes assujetties au règlement tarifaire	7,5 %	7,0 %	3,5 %	2,3 %	2,7 %	**3,0 %**
26	Charges d'exploitation unitaires correspondant aux ventes totales pondérées (cents de 1992/kWh) – Indice 1992 = 100	95,0	102,6	100,0	96,9	95,8	**90,5**
27	Taux de mauvaises créances	0,9 %	1,1 %	0,9 %	0,8 %	0,7 %	**0,6 %**

**Nous ne disposons pas de données pour ces années : indicateurs non encore établis ou collecte de données commencée ultérieurement.*

***Voir page 32 pour détails.*

Annexe I – Fourniture d'électricité

TABLEAU A

ÉCART ENTRE LA PROPOSITION DE PLAN DE DÉVELOPPEMENT 1993 ET L'ENGAGEMENT DE PERFORMANCE 1993-1995

PRÉVISION DE LA DEMANDE D'ÉNERGIE (TWH) APRÈS INTERVENTIONS EN MATIÈRE D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE

	1992			1993			1994			1995			1993-1995
	Plan	Révi-sion	Écart	Plan	Révi-sion	Écart	Plan	Révi-sion	Écart	Plan	Révi-sion	Écart	Écart cumulatif
Domestique et agricole	49,4	49,2	-0,2	49,2	49,4	0,1	50,2	50,4	0,2	50,9	51,1	0,2	0,6
Général et institutionnel	28,9	28,3	-0,6	29,6	29,2	-0,4	30,3	30,2	-0,2	30,9	30,9	0,0	-0,6
Industriel	49,8	49,6	-0,2	56,7	55,9	-0,9	59,4	58,8	-0,6	61,2	61,2	0,0	-1,5
Autres	4,8	4,8	0,0	4,9	4,9	0,0	4,9	4,9	0,0	5,0	5,1	0,0	0,1
Développement de marchés	—	—	—	0,1	0,0	-0,1	0,2	0,1	-0,1	0,3	0,2	0,0	-0,3
Ventes d'électricité régulière au Québec	133,0	132,0	-1,0	140,6	139,4	-1,2	145,1	144,4	-0,7	148,4	148,6	0,2	-1,7
Livraisons selon entente	6,2	6,6	0,4	6,0	6,0	0,0	6,0	6,0	0,0	6,0	6,0	0,0	0,0
Exportations d'électricité régulière	11,7	10,9	-0,8	9,3	9,3	0,0	8,5	8,5	0,0	8,9	8,9	0,0	0,0
Pertes et autres	12,8	12,7	-0,1	14,1	13,7	-0,4	15,0	14,8	-0,1	15,6	15,7	0,0	-0,5
Besoins d'électricité régulière après interventions	163,7	162,1	-1,5	170,0	168,5	-1,5	174,6	173,7	-0,9	178,9	179,2	0,3	-2,1

Note : Après avoir été calculées à plusieurs décimales, les données ont été arrondies au dixième près.

TABLEAU B

ÉCART ENTRE LA PROPOSITION DE PLAN DE DÉVELOPPEMENT 1993 ET L'ENGAGEMENT DE PERFORMANCE 1993-1995

PUISSANCE INTERRUPTIBLE (MW)

	Plan	Révision	Écart
1992	1 180	1 410	230
1993	1 350	1 580	230
1994	1 350	1 580	230
1995	1 350	1 580	230
1996 et suivantes	1 350	1 750	400

TABLEAU C

ÉCART ENTRE LA PROPOSITION DE PLAN DE DÉVELOPPEMENT 1993 ET L'ENGAGEMENT DE PERFORMANCE 1993-1995

ÉCONOMIES D'ÉNERGIE

	En énergie (TWh)			En puissance (MW)		
	Plan	Révision	Écart	Plan	Révision	Écart
1992	0,6	0,5	-0,1	200	140	-60
1993	1,5	1,0	-0,4	350	250	-100
1994	2,3	1,7	-0,6	570	440	-130
1995	3,6	2,9	-0,7	840	680	-160

TABLEAU D

ÉCART ENTRE LA PROPOSITION DE PLAN DE DÉVELOPPEMENT 1993 ET L'ENGAGEMENT DE PERFORMANCE 1993-1995

PRODUCTION PRIVÉE

	En énergie (TWh)			En puissance (MW)		
	Plan	Révision	Écart	Plan	Révision	Écart
1992	0,2	0,2	—	24	24	—
1993	0,4	0,4	—	52	52	—
1994	0,5	0,5	—	174	70	-104
1995	1,4	0,5	-0,9	475	160	-315

Note : Après avoir été calculées à plusieurs décimales, les données ont été arrondies au dixième près.

TABLEAU E

PRÉVISIONS DES BESOINS D'ÉLECTRICITÉ RÉGULIÈRE APRÈS INTERVENTIONS EN MATIÈRE D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE

COMPARAISON ENTRE LE RAPPORT GÉNÉRAL DE SUIVI DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT 1990-1992

ET L'ENGAGEMENT DE PERFORMANCE 1993-1995 (TWH)

VENTILATION DES ÉCARTS PAR SECTEUR DE CONSOMMATION

	Résultats					Prévisions									
	1990	1991	1992			1993			1994			1995			1993-1995
			Suivi	Révi-sion	Écart	Suivi	Révi-sion	Écart	Suivi	Révi-sion	Écart	Suivi	Révi-sion	Écart	Écart cumulatif
Domestique et agricole	47,0	46,2	48,7	49,2	0,6	49,2	49,4	0,2	50,1	50,4	0,3	50,7	51,1	0,4	0,9
Général et institutionnel	28,3	28,3	29,5	28,3	-1,2	30,4	29,2	-1,2	31,1	30,2	-0,9	31,2	30,9	-0,2	-2,3
Industriel	46,0	48,1	51,3	49,6	-1,6	59,1	55,9	-3,2	61,9	58,8	-3,2	64,2	61,2	-2,9	-9,3
Autres	4,7	4,6	4,9	4,8	-0,1	5,0	4,9	0,0	5,0	4,9	-0,1	5,1	5,1	0,0	-0,2
Développement de marchés	—	—	—	—	—	—	0,0	0,0	—	0,1	0,1	—	0,2	0,2	0,3
Ventes d'électricité régulière au Québec	126,0	127,2	134,3	132,0	-2,3	143,7	139,4	-4,2	148,2	144,4	-3,8	151,2	148,6	-2,6	-10,6
Livraisons selon entente	6,8	7,1	6,7	6,6	-0,1	6,1	6,0	0,0	6,1	6,0	0,0	6,1	6,0	0,0	-0,1
Exportations d'électricité régulière	9,6	10,4	11,5	10,9	-0,6	11,1	9,3	-1,8	11,1	8,5	-2,6	9,1	8,9	-0,2	-4,6
Pertes et autres	10,5	12,6	14,2	12,7	-1,5	15,6	13,7	-1,8	16,1	14,8	-1,3	16,3	15,7	-0,6	-3,7
Besoins d'électricité régulière après interventions	152,9	157,3	166,7	162,1	-4,6	176,4	168,5	-7,9	181,4	173,7	-7,7	182,6	179,2	-3,4	-19,0

Note : Après avoir été calculées à plusieurs décimales, les données ont été arrondies au dixième près.

Annexe II – Prix de l'électricité

La reprise économique de 1992 a été nettement plus lente que prévu, et la morosité de la conjoncture s'est reflétée dans nos ventes d'électricité régulière au Québec. Celles-ci accusent en effet une diminution de 2,3 TWh par rapport aux prévisions du rapport général de suivi déposé au début de 1992. Cependant, grâce à des charges d'exploitation plus faibles et la baisse des taux d'intérêt, principalement ceux à court terme, nous avons pu terminer l'année avec des résultats financiers supérieurs à nos projections.

TABLEAU A
PARAMÈTRES DE PLANIFICATION
ÉCARTS ENTRE LES PRÉVISIONS DU RAPPORT GÉNÉRAL DE SUIVI DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT 1990-1992 ET LES RÉSULTATS

	Prévisions	Résultats	Écart
Taux de croissance du PIB au Québec (%)	2,4	0,7	-1,7
Hausse de l'indice des prix à la consommation au Canada (%)	2,6	1,5	-1,1
Taux d'intérêt sur les obligations de 10 ans et plus d'Hydro-Québec (%)			
Canada	9,5	9,5	—
États-Unis	8,3	8,2	-0,1
Taux de change du dollar canadien au 31 décembre			
Dollars des États-Unis	0,840	0,787	-0,053
Deutsche marks	1,429	1,275	-0,154
Francs suisses	1,267	1,154	-0,113
Yens	109,3	98,0	-11,3

TABLEAU B
CADRE FINANCIER DE 1992 (MILLIONS DE DOLLARS)

	Prévisions	Résultats	Écart
PRODUITS			
Ventes d'électricité régulière au Québec	6 508	6 382	-126
Exportations	357	382	25
Autres produits	45	43	-2
Total	**6 910**	**6 807**	**-103**
Charges d'exploitation	1 981	1 935	-46
Autres charges	1 715	1 694	-21
Total	**3 696**	**3 629**	**-67**
Bénéfice avant intérêts et perte de change	3 214	3 178	-36
Intérêts et perte de change	2 514	2 454	-60
Bénéfice net	**700**	**724**	**24**
Couverture des intérêts	1,06	1,07	0,01
Taux de capitalisation (%)	23,5	23,7	0,2
Rendement sur l'avoir propre (%)	7,2	7,4	0,2
Taux moyen du coût de la dette (%)	10,4	9,9	-0,5
Taux d'autofinancement (%)	27,2	27,0	-0,2
Marge bénéficiaire (%)	10,1	10,6	0,5

Charges d'exploitation

Nos charges d'exploitation ont été inférieures de 46 millions de dollars à nos projections. Les activités de base n'ont pas eu l'ampleur prévue, pour diverses raisons : retard dans certaines activités, faible nombre de tempêtes de neige et de verglas (d'où un allégement de la charge de travail), ralentissement de certains projets et programmes, dont le programme d'efficacité énergétique. Par ailleurs, les conditions favorables d'hydraulicité ont contribué à réduire nos besoins de mazout pour la centrale de Tracy. Par contre, la radiation de certains avant-projets, à la suite des analyses techniques de l'entreprise et du rééchelonnement des projets dans la proposition de plan de développement 1993, a contribué à alourdir les charges d'exploitation.

Investissements

Nos investissements se sont élevés à 4,1 milliards de dollars en 1992, alors que notre prévision était de 4,6 milliards. La plus grande partie de l'écart se situe en production et en distribution, où nous avons investi près de 400 millions de dollars de moins que prévu. Les principales raisons : délais dans l'obtention des permis pour les centrales, rééchelonnement de projets, report de certaines activités et réduction des investissements en distribution à cause de la lenteur de la reprise.

Autres charges et intérêts

Les résultats correspondent dans l'ensemble à nos prévisions en ce qui concerne les autres charges, les achats d'énergie, l'amortissement et les taxes. Dans le cas des intérêts, la réduction des taux à court terme, la renégociation de dettes existantes, les rachats avant échéance et l'utilisation plus rapide des fonds obtenus grâce au préfinancement de 1991 ont largement compensé l'effet défavorable de la détérioration du dollar canadien par rapport à l'ensemble des devises.

Produits

Au total, les produits se sont établis à 103 millions de dollars de moins que prévu. Cet écart s'explique essentiellement par l'évolution des ventes d'électricité régulière au Québec. Le fait que la hausse de tarifs a été inférieure de 2 % à ce qui était prévu, a entraîné un manque à gagner de 73 millions. De plus, le prolongement de la récession a provoqué une réduction des produits de l'ordre de 75 millions. En contrepartie, les ventes associées aux froids intenses du début de l'année ont rapporté quelque 12 millions de dollars.

Tableau C
Ventes de 1992 (TWh)
Comparaison avec le rapport général de suivi du plan de développement 1990-1992

	Résultats	Suivi	Écart
Ventes d'électricité régulière au Québec	132,0	134,3	-2,3
Exportations	12,6*	11,0	1,6
Total	**144,6**	**145,3**	**-0,7**

**Inclut 1,7 TWh de transactions d'achat-revente à court terme.*

Dépôt légal – 1er trimestre 1993
Bibliothèque nationale du Québec
Bibliothèque nationale du Canada
ISBN 2-550-27351-6
92-357-F-1
This document is available in English.

GOUVERNEMENT
DU QUÉBEC

MINISTÈRE
DES FINANCES

BUREAU
DU SOUS-MINISTRE

Québec, le 19 octobre 1994

Monsieur Michel Crevier
Secrétaire général adjoint
Ministère du Conseil exécutif
885, Grande-Allée Est
Édifice "J", bureau 2,02
Québec (Québec)
G1A 1A2

Monsieur le Secrétaire général adjoint,

La présente fait suite à votre demande d'avis relative au mémoire concernant l'autorisation de trois lettres d'entente entre Hydro-Québec et Central Vermont Public Service, Green Mountain Power et Citizens Utilities (4-0228).

Après analyse, le ministère des Finances n'a pas de commentaire à formuler au Conseil des ministres relativement à ce dossier.

Veuillez agréer, Monsieur le Secrétaire général adjoint, l'expression de mes sentiments les meilleurs.

Le sous-ministre,

ALAIN RHÉAUME

12, rue St-Louis
Québec, Québec
G1R 5L3

MÉMOIRE AU CONSEIL DES MINISTRES

GOUVERNEMENT DU QUÉBEC

DE : MONSIEUR FRANÇOIS GENDRON
Ministre des Ressources naturelles

CHARLESBOURG, le 13 octobre 1994

OBJET: AUTORISATION DE TROIS LETTRES D'ENTENTE ENTRE HYDRO-QUÉBEC ET CENTRAL VERMONT PUBLIC SERVICE, GREEN MOUNTAIN POWER, CITIZENS UTILITIES

PARTIE ACCESSIBLE AU PUBLIC

1. LES LOIS EXISTANTES

Hydro-Québec fait une demande d'autorisation pour trois ententes sur les marchés d'exportation, en vertu des articles 22.0.1 de la Loi sur Hydro-Québec (L.R.Q., c. H-5) et 6.1 de la Loi sur l'exportation de l'électricité (L.R.Q., c. E-23).

2. L'EXPOSÉ DE LA SITUATION

Les signataires des lettres d'entente aux États-Unis sont Central Vermont Public Service (CVPS), Green Mountain Power (GMP) et Citizens Utilities (CU). Ces trois entreprises sont établies au Vermont et font partie d'un regroupement de services d'électricité, les Vermont Joints Owners (VJO).

CVPS, GMP et CU vont devoir présenter, devant l'organisme de réglementation qu'est le Vermont Public Service Commission, des demandes de hausse de tarifs qui s'établiront entre 15 % et 25 %. Une partie de la hausse (de 30 % à 40 %) est attribuable au prix des livraisons d'Hydro-Québec en vertu du remplacement du contrat du Vermont Department of Public Service par celui des VJO. À ce moment, le prix passera du simple au double pour des ventes représentant plus de 150 mégawatts (MW) d'électricité.

C'est donc dire, a contrario, que de 60 % à 70 % de la hausse des tarifs américains n'est pas attribuable au prix des exportations d'Hydro-Québec. Cette partie de la hausse est plutôt attribuable à d'autres facteurs, lesquels concourent au développement de surplus de production. En d'autres mots, depuis 1987, date de la signature du contrat des VJO, les facteurs suivants ont exercé des pressions imprévues sur les tarifs. La production privée est devenue populaire; la production nucléaire a été en partie mise de côté; et, la demande d'électricité s'est accrue moins rapidement que prévu, en raison notamment des programmes d'efficacité énergétique et de la dernière récession économique.

Afin d'atténuer la hausse des tarifs, ces trois entreprises ont pris contact avec Hydro-Québec et, ensemble, ont cherché un terrain d'entente mutuellement avantageux. Les ententes soumises ici ont pour résultat de réduire les bénéfices à court terme pour Hydro-Québec, mais de les augmenter à long terme grâce à des mesures compensatoires décrites à la section qui suit.

Par ailleurs, les compagnies ont entrepris des programmes de compression et d'économie en vue de minimiser l'impact de la brusque augmentation de tarif : réduction de personnel, programme de mise à la retraite prématurée, réduction des budgets d'exploitation, réduction des programmes d'économie d'énergie, etc. Les négociations avec Hydro-Québec figurent donc parmi un ensemble de mesures pour alléger la situation.

.../

3. LA DESCRIPTION DES ENTENTES

Hydro-Québec rachète une partie des volumes prévus pour ces entreprises au contrat des VJO au cours de la période allant de 1994 à 1998, exactement aux mêmes conditions et prix. Puis, elle revend ces volumes à un prix inférieur. Les bénéfices perdus sont récupérés par l'entremise de revenus sous une autre forme, parfois plus tard, et également par l'entremise d'une révision à la baisse de la prévision des coûts de production.

Les tableaux ci-dessous résument les principales caractéristiques des ententes au cours des quatre ou cinq années visées quant aux conditions d'exportation, de même que les caractéristiques reliées aux achats effectués par Hydro-Québec, bien que l'autorisation de ces derniers, par le gouvernement, ne soit pas requise. On pourra constater que le prix d'achat s'effectue entre 76 et 83 $/MWh. Le prix de vente, lui, s'établit entre 36 et 39 $/MWh.

	Contrat original avec CVPS		Ententes proposées		Partie restante du contrat original	
Année	Puissance MW	Prix $/MWh	Puissance MW	Prix $/MWh	MW	$
1995	142	80	70	36	72	80
1996	142	78	50	36	92	78
1997	142	78	40	36	102	78
1998	142	78	30	37	112	78

	Contrat original avec GMP		Ententes proposées		Partie restante du contrat original	
Année	Puissance MW	Prix $/MWh	Puissance MW	Prix $/MWh	MW	$
1995	114	80	84	38	30	80
1996	114	78	63	38	51	78
1997	114	78	42	38	72	78
1998	114	78	21	39	93	78

	Contrat original avec CU		Ententes proposées		Partie restante du contrat original	
Année	Puissance MW	Prix $/MWh	Puissance MW	Prix $/MWh	MW	$
1994	25	83	5	39	20	83
1995	25	78	5	37	20	78
1996	25	77	5	37	20	77
1997	25	76	5	37	20	76
1998	25	76	5	38	20	76

.../

Par ailleurs, Hydro-Québec a négocié des mesures qui lui permettront de récupérer plus tard la majeure partie des avantages consentis à court terme. Ainsi, elle est assurée de récupérer à long terme 108 des 168 millions de dollars consentis grâce à des options comme :

- En cas de faible hydraulicité, Hydro-Québec a la possibilité de réduire les livraisons d'énergie pendant un certain nombre d'années entre l'an 2000 et 2015 pour les corporations CVPS et GMP, et entre l'an 2000 et 2012 pour CU.

- Si les conditions du marché lui sont favorables, Hydro-Québec peut rapatrier unilatéralement 50 mégawatts (MW) à partir de l'an 2004 jusqu'en 2015, dans le cas de l'entente avec CVPS. Si elle lève cette option, Hydro-Québec obtient également un droit d'accès gratuit à la ligne de transport Radisson-Nicolet-des-Cantons jusqu'à Sandy Pond pour la même quantité.

- Hydro-Québec peut également rapatrier unilatéralement 5 MW à partir de l'an 2003 jusqu'en 2012 dans le cas de l'entente avec CU, si les conditions du marché le lui permettent.

- GMP donne un montant forfaitaire de 7,5 millions de dollars US ($ de 1994) à la signature de l'entente. GMP participera également aux programmes de recherche et de développement d'Hydro-Québec pour une somme de 3 millions de dollars. Ceci permet à GMP d'éviter qu'Hydro-Québec exige le rapatriement d'une certaine quantité d'électricité à long terme.

4. LES IMPLICATIONS FINANCIÈRES POUR HYDRO-QUÉBEC

Hydro-Québec verrait ses revenus diminuer temporairement entre 1994 et 1998. En retenant un ensemble d'hypothèses pessimistes pour la valeur des mesures compensatoires, cette baisse serait de l'ordre de 60 millions de dollars actualisés (50 M$ avec des hypothèses plus optimistes), soit 4,5 % des revenus totaux actualisés, lesquels s'établissent à 1,3 milliard pour la période couvrant les livraisons au contrat des VJO de 1987, à savoir de 1990 à 2020. Cependant, compte tenu de la révision à la baisse des coûts d'alimentation, le ratio revenus/coûts (R/C) demeurera à un niveau très élevé de 1,50.

La révision de la prévision de l'ensemble des coûts de production d'Hydro-Québec, par rapport aux coûts estimés en 1987, repose notamment sur les aspects suivants. Premièrement, la demande ayant fléchi, des équipements de production, dont la mise en service était initialement prévue à une certaine date, sera reportée à plus tard. Comme les coûts sont croissants, tout report dans les travaux de construction abaisse la valeur future des coûts. Par ailleurs, le coût des travaux de construction sera moins élevé en raison d'un abaissement des prévisions d'inflation.

Par comparaison, le ratio R/C pour les ventes d'Hydro-Québec assujetties au règlement tarifaire, soit 117 000 GWh de ventes sur le territoire du Québec, a été de 1,22 en 1993. Le ratio pour ces ventes, en y incluant celles pour les contrats particuliers au Québec, soit 137 000 GWh, était à 1,15. Pour l'ensemble des ventes (152 000 GWh), ce ratio se situait à 1,12.

On peut donc conclure aisément que la rentabilité globale de ce qui est proposé aura un impact bénéfique sur les ratios financiers de la société d'État. Enfin, ces ententes n'auront aucune incidence sur la mise en service des futurs équipements de production.

5. LA POSITION CONCURRENTIELLE DE L'ÉLECTRICITÉ QUÉBÉCOISE

Le prix des exportations, bien qu'il soit abaissé provisoirement, restera largement supérieur au tarif facturé au Québec pour la catégorie de consommation comparable, à savoir celle des grandes entreprises alimentées en haute tension. C'est ainsi que le prix pour l'ensemble des ventes aux VJO

.../

après ententes atteindra une valeur minimale de 59 dollars par mégawattheure ($/MWh) en 1996. Par comparaison, le tarif L en haute tension s'établit à 37 $/MWh à l'heure actuelle. D'ici 1996, ce dernier devrait augmenter d'environ deux dollars.

Le ministre des Ressources naturelles,

MÉMOIRE AU CONSEIL DES MINISTRES

GOUVERNEMENT DU QUÉBEC

DE : MONSIEUR FRANÇOIS GENDRON
Ministre des Ressources naturelles

CHARLESBOURG, le 13 octobre 1994

OBJET: AUTORISATION DE TROIS LETTRES D'ENTENTE ENTRE HYDRO-QUÉBEC ET CENTRAL VERMONT PUBLIC SERVICE, GREEN MOUNTAIN POWER, CITIZENS UTILITIES

PARTIE CONFIDENTIELLE

---

6. L'ACCESSIBILITÉ AU PUBLIC

La première partie du présent mémoire est accessible au public. Conformément aux articles 21 et suivants de la Loi sur l'accès aux documents des organismes publics et sur la protection des renseignements personnels (L.R.Q., c. A-2.1), les renseignements compris dans cette partie sont confidentiels puisque leur divulgation aurait des incidences sur l'économie.

[redacted]

.../

[redacted]

10. RECOMMANDATION

Il est recommandé au Conseil des ministres :

[redacted]

Le ministre des Ressources naturelles,

[redacted]

[redacted]

[redacted]

MÉMOIRE AU CONSEIL DES MINISTRES **GOUVERNEMENT DU QUÉBEC**

DE : MONSIEUR FRANÇOIS GENDRON
Ministre des Ressources naturelles

LE 28 MARS 1995

OBJET: PROPOSITION TARIFAIRE D'HYDRO-QUÉBEC POUR 1995

SOMMAIRE **PARTIE ACCESSIBLE AU PUBLIC**

LOI EXISTANTE

Conformément à l'article 22.0.1 de la Loi sur Hydro-Québec (L.R.Q., c. H-5), les tarifs d'électricité doivent être approuvés par le gouvernement du Québec.

Par ailleurs, en vertu des termes du décret 250-87 du 18 février 1987, le règlement tarifaire est exclu de l'application de la Loi sur les règlements.

RÉTROSPECTIVE DE LA SITUATION FINANCIÈRE D'HYDRO-QUÉBEC EN 1994

Hydro-Québec a terminé l'année 1994 avec un bénéfice net de 667 M$, soit 70 M$ de moins qu'en 1993 (Annexe I). Afin de compenser la faible progression du produit des ventes d'électricité au Québec, Hydro-Québec a accru ses exportations à court terme et rabaissé ses charges d'exploitation. De plus, elle a réduit ses investissements et profité des conditions d'emprunt favorables sur les marchés financiers pour effectuer des opérations de financement qui ont diminué le taux d'intérêt moyen de la dette.

RÉSUMÉ DE LA PROPOSITION TARIFAIRE D'HYDRO-QUÉBEC

La Proposition tarifaire concerne les ventes assujetties au règlement tarifaire. À cet égard, dans l'Engagement de performance 1993-1995, Hydro-Québec s'est donné comme objectif d'aligner les hausses des tarifs de l'électricité de la période 1993-1995 sur l'inflation.

Hausse tarifaire moyenne de 1,2 % en 1995

Hydro-Québec propose une hausse moyenne de 1,2 % des tarifs d'électricité relatifs aux ventes assujetties au règlement tarifaire, applicable au 1er mai 1995.

Au cours de l'année 1995, Hydro-Québec compte également modifier ses pratiques commerciales, de façon à faire payer certains services connexes par les utilisateurs de ces services plutôt que par l'ensemble de ses clients. Ces frais chargés pour les services connexes, qui devraient entrer en vigueur à l'automne 1995 et rapporter un montant de 5 M$ en 1995, équivalent à une hausse tarifaire globale de 0,2 %.

Hausse tarifaire différenciée

Afin de répondre à un impératif d'ordre commercial, soit la nécessité de réagir à la concurrence croissante sur les marchés de la clientèle d'affaires, Hydro-Québec propose un gel des tarifs de petite et de moyenne puissances (G et M). Toutefois, il est proposé une hausse de 2,0 % au secteur résidentiel (tarif D) et de 1,5 % pour les clients grande puissance (L).

Le ministre des Ressources naturelles,

MÉMOIRE AU CONSEIL DES MINISTRES **GOUVERNEMENT DU QUÉBEC**

DE : MONSIEUR FRANÇOIS GENDRON
Ministre des Ressources naturelles

LE 28 MARS 1995

OBJET: PROPOSITION TARIFAIRE D'HYDRO-QUÉBEC POUR 1995

SOMMAIRE **PARTIE CONFIDENTIELLE**

ACCESSIBILITÉ AU PUBLIC

Les informations contenues dans la première partie du sommaire ainsi que dans les annexes sont accessibles au public. Cette partie du présent sommaire est confidentielle parce qu'elle est constituée d'avis et de recommandations.

[redacted]

.../

[redacted]

.../

[redacted]

RECOMMANDATIONS

Le ministre des Ressources naturelles recommande :

[redacted]

Le ministre des Ressources naturelles,

MÉMOIRE AU CONSEIL DES MINISTRES **GOUVERNEMENT DU QUÉBEC**

DE : MONSIEUR FRANÇOIS GENDRON
Ministre des Ressources naturelles

LE 28 MARS 1995

OBJET: PROPOSITION TARIFAIRE D'HYDRO-QUÉBEC POUR 1995

PARTIE ACCESSIBLE AU PUBLIC

---

1. LOI EXISTANTE

Conformément à l'article 22.0.1 de la Loi sur Hydro-Québec (L.R.Q., c. H-5), les tarifs d'électricité doivent être approuvés par le gouvernement du Québec.

Par ailleurs, en vertu des termes du décret 250-87 du 18 février 1987, le règlement tarifaire est exclu de l'application de la Loi sur les règlements.

2. RÉTROSPECTIVE DE LA SITUATION FINANCIÈRE D'HYDRO-QUÉBEC EN 1994

Hydro-Québec a terminé l'année 1994 avec un bénéfice net de 667 M$, soit 70 M$ de moins qu'en 1993 (Annexe I).

Afin de compenser la faible progression du produit des ventes d'électricité au Québec, Hydro-Québec a accru ses exportations à court terme et rabaissé ses charges d'exploitation. De plus, elle a réduit ses investissements et profité des conditions d'emprunt favorables sur les marchés financiers pour effectuer des opérations de financement qui ont diminué le taux d'intérêt moyen de la dette.

Ces actions ont permis d'améliorer la couverture des intérêts et le taux d'autofinancement. Le taux de capitalisation s'est cependant détérioré temporairement en raison de la dépréciation du dollar canadien et du préfinancement réalisé en 1994. Enfin, la baisse du bénéfice net a entraîné un recul du rendement sur l'avoir propre, qui atteint globalement 5,9 % en 1994.

3. RÉSUMÉ DE LA PROPOSITION TARIFAIRE D'HYDRO-QUÉBEC

Les ventes d'électricité d'Hydro-Québec se répartissent en trois grands marchés : les ventes assujetties au règlement tarifaire (80,1 %), les contrats particuliers (13,8 %) et les exportations régulières (6,1 %).

La Proposition tarifaire concerne les ventes assujetties au règlement tarifaire. À cet égard, dans l'Engagement de performance 1993-1995, Hydro-Québec s'est donné comme objectif d'aligner les hausses des tarifs de l'électricité de la période 1993-1995 sur l'inflation.

Dans la Proposition tarifaire d'Hydro-Québec pour 1995, les objectifs de la société d'État sont :

- de respecter son orientation à long terme concernant la croissance des tarifs;
- de préserver sa situation financière;
- de maintenir ses prix à un niveau compétitif dans un contexte de concurrence grandissante sur certains marchés.

.../

Hausse tarifaire moyenne de 1,2 % en 1995

Hydro-Québec propose une hausse moyenne de 1,2 % des tarifs d'électricité relatifs aux ventes assujetties au règlement tarifaire, applicable au 1er mai 1995.

Au cours de l'année 1995, Hydro-Québec compte également modifier ses pratiques commerciales, de façon à faire payer certains services connexes par les utilisateurs de ces services plutôt que par l'ensemble de ses clients. Ces frais chargés pour les services connexes, qui devraient entrer en vigueur à l'automne 1995 et rapporter un montant de 5 M$ en 1995, équivalent à une hausse tarifaire globale de 0,2 %.

Comme le montre le tableau suivant, les revenus générés par les mesures contenues dans la Proposition tarifaire seraient de 52 M$ en 1995.

REVENUS ADDITIONNELS ASSOCIÉS À LA PROPOSITION TARIFAIRE POUR 1995 (M$)

	1er mai 1995 - 31 décembre 1995	1er mai 1995 - 30 avril 1996
Hausse tarifaire	47	80
Facturation de services connexes	5	14
Total	52	94

Enfin, la hausse tarifaire (1,2 %) et la facturation de frais connexes (0,2 %) font en sorte qu'Hydro-Québec respecte, pour l'ensemble de la clientèle, son engagement d'aligner la croissance des tarifs sur l'inflation, pour la période 1993-1995. Toutefois, au secteur domestique, la proposition d'augmenter le tarif de 2,0 % implique que la hausse cumulative sur trois ans dépasse l'inflation.

HAUSSES TARIFAIRES ET INFLATION DE 1993 À 1995 (EN %)

	Hausse tarifaire moyenne	Hausse du tarif domestique	Inflation
1993	1,5	1,5	1,8
1994	1,0	1,0	0,2
1995	1,2	2,0	1,9
1993-1995	3,7 (1)	4,6	3,9

(1) En incluant la facturation des services connexes, la hausse tarifaire cumulative sur la période 1993-1995 atteint 3,9 %.

Augmentation de 596 M$ des charges globales de l'entreprise

Les revenus additionnels de 52 M$ provenant des mesures contenues dans la Proposition tarifaire ne reflètent que partiellement l'évolution des charges de l'entreprise, qui augmentent de 596 M$ en 1995 par rapport à 1994 (Annexe I).

La mise en service des centrales de la phase II du complexe La Grande constitue la principale cause de cette croissance des coûts. Les charges

.../

reliées à cette mise en service se retrouvent dans l'amortissement des immobilisations (109 M$) et dans les charges d'intérêt (472 M$).

Hausse tarifaire différenciée

Afin de répondre à un impératif d'ordre commercial, soit la nécessité de réagir à la concurrence croissante sur les marchés de la clientèle d'affaires, Hydro-Québec propose de différencier la hausse tarifaire moyenne comme suit :

HAUSSE DES TARIFS DE BASE D'HYDRO-QUÉBEC ET REVENUS ADDITIONNELS EN 1995

	Clients	Hausse tarifaire (%)	Revenus additionnels (M$)
Domestique (D)	2 746 961	2,0	32
Petite puissance (G)	256 570	-	0
Moyenne puissance (M)	10 800	-	0
Grande puissance (L)	217	1,5	14
Autres			1
Total		1,2	47

Hydro-Québec considère que cette différenciation des hausses est conforme à un processus de correction graduelle de la situation d'interfinancement actuelle, alors que le secteur domestique compte pour 41 % des ventes, mais ne fournit que 20 % des bénéfices.

Tarif domestique - tarif D

Outre la redevance d'abonnement, le tarif D comporte une structure de deux prix croissants pour l'énergie : un prix pour les 30 premiers kilowatt-heures consommés par jour, un prix plus élevé applicable au reste de la consommation, ainsi qu'une prime de puissance pour les appels excédant 50 kW en hiver.

Hydro-Québec propose de modifier la structure du tarif D pour mieux refléter les coûts de fourniture en hiver et donner un signal de prix à la marge qui favorise une gestion efficace de l'énergie. En effet, seuls le prix de la deuxième tranche et la prime de puissance sont augmentés, alors que la redevance d'abonnement et le prix de la première tranche d'énergie sont maintenus.

Ainsi, une hausse de 2,0 % des tarifs d'électricité représente, en moyenne, une facture additionnelle de 35 $ par année pour le client habitant une maison unifamiliale chauffée à l'électricité.

Enfin, Hydro-Québec propose d'offrir à l'ensemble des exploitations agricoles d'être assujetties au tarif domestique, à partir du 1er décembre 1995. Actuellement, 16 % d'entre elles sont abonnées aux tarif G et M. Cette réforme a pour but d'assurer un traitement uniforme et équitable aux exploitations agricoles.

Tarif différencié dans le temps - tarif expérimental DH

Hydro-Québec propose de prolonger, dans le secteur résidentiel, l'application du tarif expérimental DH, qui favorise le déplacement de charges des périodes de pointe vers les périodes hors pointe et qui permet ainsi à la clientèle qui modifie ses habitudes de consommation de réduire sa facture d'électricité.

.../

Les résultats préliminaires du projet pilote semblent intéressants et une implantation élargie de ce tarif pourrait être envisagée pour 1996, en tenant compte de l'analyse des résultats de la seconde année.

Tarifs bi-énergie

Pour le tarif de bi-énergie résidentielle, le DT, Hydro-Québec propose de maintenir le prix de l'énergie en période de température douce et d'augmenter de 9 % le prix de l'énergie en période de température froide.

En ce qui a trait au tarif BT, pour les secteurs commercial, industriel et institutionnel, Hydro-Québec maintient le rabais de 25 %, qui s'appliquerait donc jusqu'au 30 septembre 1996.

Hydro-Québec propose par ailleurs qu'à compter du 1er octobre 1996, le rabais de 25 % continue de s'appliquer, jusqu'au 30 septembre 1997 inclusivement, à la condition que le client s'engage par écrit à utiliser exclusivement l'électricité pendant les périodes hors-pointe.

Tarif de petite puissance - tarif G

Le mécanisme de facturation de la puissance au tarif G est simplifié en devenant semblable à celui en vigueur au tarif M, où le client souscrit un certain niveau de puissance. Lorsque la puissance maximale appelée excède 133 % de celle-ci, une prime de dépassement est alors facturée en période d'hiver.

Tarif grande puissance - tarif L

Hydro-Québec propose une hausse de 1,5 % du tarif L, à compter du 1er mai 1995, mais considère que les clients industriels de grande puissance pourront atténuer l'impact de cette hausse du tarif de base grâce aux nouvelles options tarifaires introduites en 1993 et en 1994 : tarification en temps réel, vente d'énergie additionnelle, assurance tarifaire, paiement en dollars américains et tarif de maintien de la charge.

Position concurrentielle de l'électricité

Malgré les hausses tarifaires proposées, les tarifs québécois d'électricité demeureraient parmi les plus bas en Amérique du nord (Annexe II). Dans le secteur résidentiel, seul Winnipeg offre un tarif inférieur à celui d'Hydro-Québec. Pour les clients industriels de la catégorie grande puissance, l'avantage comparatif du Québec demeure significatif bien que le Manitoba et la Colombie-Britannique offrent des tarifs plus bas. Dans l'ensemble, l'avantage comparatif du Québec est de l'ordre de 30 % au secteur domestique et de 20 % dans la catégorie grande puissance.

Aux États-Unis, les écarts en faveur du Québec sont encore plus grands, sauf à Seattle, dans l'État de Washington, et à Portland, Oregon, qui disposent de centrales hydroélectriques. Dans l'ensemble, les tarifs américains des catégories domestique et de grande puissance sont pratiquement du double des tarifs québécois.

Par rapport aux autres formes d'énergie, la hausse tarifaire demandée par Hydro-Québec affaiblirait légèrement la position concurrentielle de l'électricité, dans le secteur domestique. Dans les secteurs commercial, institutionnel et industriel, le gel des tarifs d'électricité pourrait ne pas suffire à maintenir la position concurrentielle de l'électricité, compte tenu de l'évolution attendue du prix des hydrocarbures.

4. CONSULTATION ET INFORMATION

La proposition tarifaire d'Hydro-Québec pour 1995 a été étudiée par la Commission parlementaire permanente de l'économie et du travail, le 22 mars 1995.

Le ministre des Ressources naturelles,

MÉMOIRE AU CONSEIL DES MINISTRES **GOUVERNEMENT DU QUÉBEC**

DE : MONSIEUR FRANÇOIS GENDRON
Ministre des Ressources naturelles

LE 28 MARS 1995

OBJET: PROPOSITION TARIFAIRE D'HYDRO-QUÉBEC POUR 1995

PARTIE CONFIDENTIELLE

ACCESSIBILITÉ AU PUBLIC

Les informations contenues dans la première partie du mémoire ainsi que dans les annexes sont accessibles au public. Cette partie du présent mémoire est confidentielle parce qu'elle est constituée d'avis et de recommandations.

[redacted]

[redacted]

.../

[redacted]

[redacted]

.../

[redacted]

7 RECOMMANDATIONS

Le ministre des Ressources naturelles recommande :

[redacted]

Le ministre des Ressources naturelles,

ANNEXE I
CADRE FINANCIER D'HYDRO-QUÉBEC 1993-1997

	Réel (M$)		Prévisions (M$)			Écarts 95/94		Écarts 97/94	
	1993	1994	1995	1996	1997	en M$	en %	en M$	en % (1)
Ventes régulières au Québec	6 552	6 740	7 117	7 399	7 651	377	5,6	911	4,3
Exportations régulières	314	282	305	340	406	23	8,2	124	12,9
Autres exportations (2)	138	245	264	200	176	19	7,8	- 69	- 10,4
Autres produits	32	30	40	40	40	10	-	10	-
TOTAL - Produits	7 036	7 297	7 726	7 979	8 275	429	5,9	978	4,3
Charges d'exploitation	1 800	1 766	1 737	1 737	1 737	- 29	- 1,6	- 29	- 0,6
Achat d'électricité et combustible	291	293	298	295	329	5	1,7	36	3,9
Amortissement des immobilisations	1 020	1 096	1 205	1 307	1 379	☛ 109	9,9	283	8,0
Taxes	650	666	705	718	737	39	5,9	71	3,4
Intérêts et perte de change	2 514	2 809	3 281	3 302	3 343	☛ 472	16,8	534	6,0
TOTAL - Charges	6 275	6 630	7 226	7 359	7 525	596	9,0	895	4,3
Bénéfice net	761	667	500	620	750	- 167	- 25,0	83	4,0
Dividende					410				
Investissements bruts	4 030	3 299	2 985	2 800	2 800	- 314	- 9,5	- 499	- 5,3
Moins : intérêts imputés	640	477	264	252	215	- 213	- 44,7	- 262	- 23,3
Investissements nets	3 390	2 822	2 721	2 548	2 585	- 101	- 3,6	- 237	- 2,9
Émission de dette à long terme	3 183	3 005	1 527	2 456	2 229	- 1 478	- 49,2	- 776	- 9,5
Moins : rachats et échéances	1 960	796	1 103	1 662	1 585	307	38,6	789	25,8
Emprunts nets	1 223	2 209	424 (3)	794	644	- 1 785	- 80,8	- 1 565	-33,7
Principaux ratios									
Couverture des intérêts	1,03	1,07	1,07	1,11	1,15	0,05		0,08	
Taux de capitalisation(%)	23,9	23,5	24,3	24,9	25,3	0,4		1,1	
Rendement sur l'avoir(%)	7,2	5,9	4,2	5,0	5,8	- 0,6		- 1,2	
Taux d'autofinancement(%)	37,1	47,9	45,7	46,7	41,5	2,8		1,6	

(1) Croissance annuelle moyenne sur 3 ans.
(2) Les autres exportations correspondent aux ventes additionnelles à court terme.
(3) La chute des emprunts nets en 1995 résulte du préfinancement réalisé en 1994.

ANNEXE II

HAUSSES TARIFAIRES ET PRIX COMPARATIFS DE L'ÉLECTRICITÉ PAR CATÉGORIES D'USAGE AU 1ER MAI 1995 AU CANADA ET AU 1ER MAI 1994 AUX ÉTATS-UNIS

(¢ du kWh, excluant la taxe de vente)

	HAUSSE TARIFAIRE (1)	DOMESTIQUE		PETITE PUISSANCE		MOYENNE PUISSANCE		GRANDE PUISSANCE			
	1995	1 000 kWh	(MTL=100)	40 kW 10 000 kWh	(MTL=100)	1 000 kW 400 000 kWh	(MTL=100)	5 000 kW 25kV, F.U.=85%	(MTL=100)	50 000 kW 120kV, F.U.=85%	(MTL=100)
Montréal	1,2	5,88	100	7,91	100	5,97	100	3,89	100	3,67	100
St-Jean (T-N)	0,5	8,13	138	9,11	115	5,99	100	4,96	128	3,70	101
Charlottetown	ND	11,14	189	13,32	168	9,24	155	8,02	206	--	--
Halifax	0,0	8,98	153	10,28	130	6,20	104	5,49	141	5,49	150
Moncton	2,8	7,47	127	8,76	111	5,79	97	4,83	124	4,34	118
Toronto (2)	(1,5)	9,31	158	10,41	132	8,36	140	6,70	172	6,70	183
Winnipeg	1,2	5,50 (3)	94	5,50	70	4,26	71	3,21	83	2,96	81
Régina	ND	7,40	126	7,91	100	6,80	114	4,49	115	--	--
Edmonton	0,0	7,14	121	8,87	112	6,35	106	3,54	91	--	--
Vancouver	0,0	6,29	107	6,58	83	4,69	79	4,18	107	3,45	94
New York ($CAN)		18,92	322	19,49	246	14,57	244	10,11	260	10,11	275
San Francisco		18,40	313	15,70	198	13,07	219	9,80	252	9,79	267
Boston		15,93	271	17,46	221	12,56	210	10,91	280	10,90	297
Détroit		13,85	236	14,06	178	9,91	166	7,36	189	8,12	221
Chicago		8,50	145	9,70	123	7,30	122	5,82	150	4,52	123
Houston		12,67	215	11,15	141	8,78	147	6,10	157	5,99	163
Nashville		8,10	138	8,53	108	7,25	121	6,26	161	5,60	153
Portland (OR)		7,59	129	7,73	98	5,52	92	5,03	129	4,99	136
Seattle		5,03	86	4,95	63	4,84	81	4,27	110	4,15	113

(1) Hausse tarifaire connue au Canada entre le 1er mai 1994 et le 1er mai 1995.
(2) Ontario Hydro pour grande puissance. Le tarif peut varier d'un des quelque 300 réseaux municipaux à l'autre.
(3) À l'extérieur de Winnipeg, le tarif est plus élevé. Pour une consommation mensuelle de 1 000 kWh, l'écart est de 6 % ou de 20 % selon la zone.

Source : Hydro-Québec, Comparaison des prix de l'électricité dans les grandes villes canadiennes et américaines (tarifs en vigueur le 1er mai 1994)

ANNEXE III

IMPACT SUR LE CADRE FINANCIER 1995-1997 DE DIVERSES HYPOTHÈSES DE HAUSSES TARIFAIRES MOYENNES EN 1995 (1)

HAUSSE TARIFAIRE 1er MAI	BÉNÉFICE NET ('000 000$)				(3)	DIVIDENDE (2) ('000 000$)			COUVERTURE DES INTÉRÊTS			TAUX D'AUTO-FINANCEMENT (%) (4)			RENDEMENT SUR L'AVOIR PROPRE (%)			TAUX DE CAPITALISATION (%)		
1995	1995	1996	1997	TOTAL	ÉCART	1995	1996	1997	1995	1996	1997	1995	1996	1997	1995	1996	1997	1995	1996	1997
1,2% (5)	500	620	750	1 870	0	0	0	410	1,07	1,11	1,15	45,7	46,7	41,5	4,2	5,0	5,8	24,3	25,0	25,3
1,0%	492	605	732	1 829	(40)	0	0	397	1,07	1,11	1,15	45,5	46,4	41,4	4,2	4,9	5,7	24,3	24,9	25,2
0,5%	473	566	689	1 728	(142)	0	0	312	1,06	1,10	1,14	45,0	45,5	42,3	4,0	4,6	5,4	24,3	24,8	25,1
0,0%	453	528	646	1 627	(243)	0	0	178	1,06	1,09	1,12	44,5	44,6	44,4	3,8	4,3	5,1	24,2	24,7	25,1
0,0% (6)	448	513	629	1 590	(280)	0	0	131	1,06	1,08	1,12	44,4	44,3	45,1	3,8	4,2	4,9	24,2	24,7	25,1

(1) Pour 1996 et 1997, la hausse tarifaire est de 1,1 % et 1,0 %, soit la moitié de l'inflation, conformément à l'hypothèse retenue par Hydro-Québec.
(2) Dividende maximum susceptible d'être distribué selon les critères légaux.
(3) Écart sur 3 ans par rapport au cadre financier du Suivi au 31 décembre 1994.
(4) Le taux d'autofinancement évolue à l'opposé de ce qu'on constate en 1995 et 1996 parce que le versement de dividende l'affecte négativement.
(5) Aux revenus provenant de la hausse tarifaire de 1,2 %, s'ajoutent ceux provenant de la facturation de services connexes (5 M$ en 1995 et 14 M$ par la suite).
Ces revenus additionnels sont maintenus dans tous les scénarios, sauf le dernier, et représentent l'équivalent d'une hausse tarifaire globale de 0,2 %.
(6) En plus du gel des tarifs, la facturation de services connexes est abandonnée.

Source: Hydro-Québec, Suivi au 31 décembre 1994 de l'Engagement de performance 1993-1995, Cadre financier.

ANNEXE IV

TABLEAU SOMMAIRE

Rentabilité des programmes d'économies d'énergie pour les dépenses réalisées et à venir

Programmes approuvés au 31 décembre 1994

Éléments de tests en ¢\kWh act. 1994	Résidentiel	Commercial	Industriel	Total
A. Coûts évités	8,13	5,88	4,79	5,84
B. Coûts assumés par HQ	2,63	1,75	1,00	1,59
C. Coûts assumés par les clients	1,42	1,76	0,72	1,22
D. Revenus associés	5,18	5,48	4,11	4,80
E. GWh actualisés	4 906	8 447	11 055	24 408
Tests de rentabilité				
Rentabilité globale (A - B - C)	4,09	2,37	3,07	3,03
Rentabilité du client (D - C)	3,76	3,72	3,39	3,58
Neutralité tarifaire (A - B - D)	0,33	-1,35	-0,32	-0,54

Source : Document déposé par Hydro-Québec lors des travaux de la Commission parlementaire permanente de l'économie et du travail du 22 mars 1995.

N.B.: Cette évaluation ne tient pas compte du contexte de surplus énergétique prévu à court terme.

Gouvernement
du Québec

Dec. 95-083 du
95-04-05

Le ministre des Ressources naturelles

NOTE

À : Tous les membres du Conseil des ministres

DE : François Gendron

5-0082

DATE : Le 5 avril 1995

OBJET : Proposition tarifaire 1995

[redacted]

.../

5700, 4e Avenue Ouest, bureau A 308, Charlesbourg (Québec) G1H 6R1 - Tél.: (418) 643-7295 - Télécopieur: (418) 643-4318

[redacted]

[redacted]

.../

[redacted]

.../

[redacted]

[redacted]

.../

[redacted]

PROPOSITION TARIFAIRE

D'HYDRO-QUÉBEC 1995

FICHES D'INFORMATION

Direction des droits hydrauliques
et des tarifs
MRN - Secteur énergie
Le 28 mars 1995

[redacted]

[redacted]

[redacted]

[redacted]

[redacted]

[redacted]

[redacted]

Gouvernement du Québec
Ministère des Ressources naturelles
Bureau du sous-ministre

Charlesbourg, le 28 mars 1995

Secrétariat général
RÉFÉRENCE
30 MAR 1995 5 0082
CONSEIL EXÉCUTIF

Monsieur Michel Crevier
Secrétaire général associé
Conseil exécutif
885, Grande Allée Est
Édifice J, local 2.11
Québec (Québec)
G1A 1A2

Monsieur,

Vous trouverez ci-joint un mémoire concernant la proposition tarifaire d'Hydro-Québec pour 1995.

Veuillez agréer, Monsieur, l'expression de nos sentiments les meilleurs.

Le secrétaire du Ministère,

Raymond Moisan

p.j.

5700, 4e Avenue Ouest, Charlesbourg, (Québec) G1H 6R1 - Tél.: (418) 643-4676 - Télécopieur: (418) 643-1443