

CERQ

Centre d'études réglementaires
du Québec

CSN

Confédération des syndicats
nationaux

SPSI

Syndicat Professionnel
des Scientifiques de l'IREQ

Mémoire
déposé auprès de la

Régie de l'énergie

R-3410-98

Demande d'avis
sur les modalités de mise en œuvre
de la contribution de la filière
de la petite production hydraulique
d'électricité
au plan de ressources d'Hydro-Québec

26 mars 1999

Centre d'études réglementaires du Québec
Syndicat Professionnel des Scientifiques de l'IREQ
210 boul. de Montarville, bureau 3014
Boucherville (Québec)
J4B 6T3

Confédération des syndicats nationaux
1601, rue de Lorimier
Montréal (Québec)
H2K 4M5

TABLE DES MATIÈRES

1. Remerciements

2. Sommaire 1

3. La consommation d'électricité au Québec 3

3.1 La part de l'électricité dans le bilan énergétique 3

3.2 La consommation d'électricité par secteur 4

3.2.1 Incidence sur la consommation totale d'électricité 6

3.3 Taux de croissance annuels de la consommation (1976-1996) 7

3.3.1 Taux de croissance annuels moyens pour certaines périodes 8

3.4 Tendances actuelles et prévisions de croissance 10

4. La production d'électricité 12

4.1 Développement de la production d'électricité (1976-1996) 12

4.2 Puissance installée au 1^{er} janvier 1997 15

4.3 Évolution des besoins en puissance de pointe du réseau 16

4.3.1 Incidence des ventes discrétionnaires 18

4.3.2 Le développement de nouvelle capacité 19

5. Les ventes d'Hydro-Québec dans ses différents marchés 20

5.1 Prix de vente de l'électricité (1976-1996) 20

5.2 Répartition des ventes à l'exportation 22

5.3 Prix moyen des ventes à l'exportation 24

5.3.1 Relation entre le volume des ventes et leur prix moyen 25

5.3.2 Prix moyen des ventes régulières vs ventes à court terme 26

5.3.3 Ventes à court terme et prix moyen des exportations 27

6. Développement des ressources hydroélectriques	28
6.1 Potentiel hydroélectrique aménageable	28
6.2 Prix de revient et coût unitaire total	29
6.2.1 Incidence du choix des filières sur le coût moyen	31
6.2.2 Justification des nouveaux besoins	32
6.3 Intégration au réseau existant	33
6.3.1 Coûts d'intégration au réseau existant	33
6.3.2 Réserve énergétique et réserve de puissance	33
6.3.3 Coûts de transport et de distribution	34
6.3.4 Des tarifs justes et équitables	35

ANNEXE 1

Expertise de Mme Carmen Michaud, économiste

ANNEXE 2

Expertise de M. Gérald Roberge, B. Sc.A, ing.

1. Remerciements

Pour leur collaboration à la préparation de cette intervention conjointe

M. Peter Bakvis	CSN
M. Robert Mercier	CSN
M. Jean-Marc Pelletier	SPSI
M. Réal Reid	SPSI
Me Claude Tardif	Rivest Schmidt
M. Jean-Paul Thivierge	CERQ

Pour leur collaboration et la production d'expertises au soutien de la présente intervention

Mme Carmen Michaud	économiste
M. Gérald Roberge	M. Sc. A, ing.

À titre de coordonnateur et de rédacteur du mémoire

M. Jean-François Blain	analyste, coordonnateur
------------------------	-------------------------

2. Sommaire

Le 11 juin 1998, le ministre des Ressources naturelles du Québec, monsieur Guy Chevrette, sollicitait l'avis de la Régie de l'énergie sur les modalités de mise en œuvre de la contribution de la filière de la petite production hydraulique d'électricité au plan de ressources d'Hydro-Québec et, notamment, sur la taille de la quote-part qui devrait lui être réservée et la détermination d'un prix d'achat socialement acceptable.

Par sa décision D-98-114 du 17 novembre 1998, la Régie de l'énergie annonçait son intention de tenir une audience publique relativement à la demande d'avis sur les modalités de mise en œuvre de la contribution de la filière de la petite production hydraulique d'électricité au plan de ressources d'Hydro-Québec, R-3410-98, et invitait les personnes et les groupes intéressés à lui transmettre leurs demandes de reconnaissance de statut d'intervenant et de paiement de frais préalables au plus tard le 4 décembre.

Le 4 décembre 1998, le Centre d'études réglementaires du Québec (CERQ), la Confédération des syndicats nationaux (CSN) et le Syndicat Professionnel des Scientifiques de l'IREQ (SPSI) faisaient parvenir à la Régie une demande d'intervention conjointe dans le présent dossier. Par sa décision D-99-19 du 12 février 1999, la Régie reconnaissait la demande regroupée du CERQ-CSN-SPSI et leur accordait le statut d'intervenant dans le dossier R-3410-98. Par cette même décision, la Régie identifiait les questions à débattre dans le cadre de la présente audience. Elle établissait également le calendrier des étapes de l'audience, calendrier qui fut subséquemment modifié par la décision D-99-27 du 2 mars 1999.

L'intervention du CERQ-CSN-SPSI

Afin d'offrir à la Régie une contribution utile et pertinente sur les questions à débattre, le regroupement CERQ-CSN-SPSI a voulu vérifier le bien-fondé de l'établissement d'une quote-part réservée à la petite production hydraulique d'électricité dans le plan de ressources d'Hydro-Québec sur la base de critères économiques objectifs et d'une juste appréciation des besoins énergétiques. Il s'agit d'une étape essentielle pour déterminer notamment le prix d'achat socialement acceptable, la taille de la quote-part et leur intégration éventuelle à un plan de ressources dont l'élaboration relève de principes reconnus et appropriés en cette matière.

Rappelons à cet effet que la Table de consultation du Débat public sur l'énergie recommandait que l'approche retenue dans le choix des filières énergétiques et l'élaboration du plan de ressources soit fondée sur les quatre principes suivants :

- le portefeuille de ressources retenu doit répondre aux critères de développement durable et à ce titre correspondre au coût social minimum ;
- le portefeuille de ressources doit être le plus diversifié et le plus large possible ;
- l'efficacité énergétique doit jouer un rôle central dans la constitution du portefeuille de ressources ;

- l'analyse des différentes filières et l'identification de leur contribution respective (doivent) s'appliquer sur des marchés où les modalités de fonctionnement sont à la fois libres et équitables. On devra ainsi s'assurer que les producteurs et les distributeurs sont placés sur un pied d'égalité (...) (Gouvernement du Québec, 1996, *Pour un Québec efficace*, Rapport de la Table de consultation du débat public sur l'énergie, page 67 .)

Notre analyse a porté principalement sur les paramètres économiques en vertu desquels la filière de la petite production hydraulique doit s'avérer être un choix approprié. Nos principales **conclusions** sont à l'effet que :

- la puissance installée disponible actuellement pour Hydro-Québec (37 000 MW), sans même déployer ses moyens additionnels (interconnexions d'environ 6500 MW de capacité simultanée), couvre largement les besoins actuels de la clientèle que Hydro-Québec est tenue de desservir en vertu de son mandat ; elle couvre également ces besoins au moins jusqu'en 2002 selon un scénario réaliste de la croissance de la demande.
- si l'on retient le scénario optimiste de croissance de la demande avancé par Hydro-Québec dans son Plan stratégique 1998-2002, pas plus de 1800 MW de nouvelle puissance installée serait requise pour couvrir l'ensemble de ses besoins en 2002 (incluant 20 Twh de ventes annuelles sur les marchés extérieurs).
- la filière de la petite production hydraulique a un prix de revient d'environ 4,7¢ /kWh auquel il faut ajouter 0,8¢ / kWh de coûts d'intégration au réseau, ce qui donne un coût unitaire total d'environ 5,5¢ / kWh ; c'est le prix initial d'acquisition du distributeur auquel il faut ajouter des coûts associés à la gestion du réseau de transport et à la distribution qui relèvent de son obligation. Les coûts totaux pour le distributeur sont appelés à dépasser par près de 1¢ / kWh son prix de vente au détail le plus élevé (d'environ 6¢ / kWh) même si l'électricité produite était consommée localement.
- advenant que soit démontrée l'existence de besoins additionnels en puissance ou en énergie pour permettre à Hydro-Québec de remplir ses obligations face à sa clientèle régulière, la filière de la petite production hydraulique demeure un choix inopportun en regard du coût unitaire plus faible des autres filières hydrauliques et de la possibilité que ces autres filières offrent de rentabiliser davantage l'utilisation du réseau de transport existant.
- conséquemment à tout ce qui précède, compte tenu des prix de vente en vigueur dans les différents marchés où Hydro-Québec prévoit une croissance de ses ventes, compte tenu du coût unitaire associé au développement de nouvelle puissance installée par la petite production hydraulique, compte tenu de l'incidence du prix d'acquisition du distributeur sur le coût moyen des installations existantes et donc sur les tarifs,

Nous devons recommander à la Régie de ne pas retenir de quote-part réservée à la filière de la petite production hydraulique dans le plan de ressources d'Hydro-Québec parce qu'elle n'est pas justifiée, tant sur le plan économique que sur le plan des besoins en énergie ou en puissance et qu'elle ne satisfait aux exigences qui doivent s'appliquer dans l'élaboration d'un portefeuille de ressources.

3. La consommation d'électricité au Québec

3.1 La part de l'électricité dans le bilan énergétique

Sur une période de 20 ans, du milieu des années '70 au milieu des années '90, la part de l'électricité dans le bilan énergétique québécois a doublé, passant d'environ 21% à près de 42% de toute l'énergie consommée. Pendant cette même période, la part du pétrole dans notre bilan énergétique régressait de plus de 70% qu'elle était à moins de 42%. Le gaz naturel assurait pour sa part une proportion croissante de notre consommation d'énergie, s'élevant plus modestement mais constamment de 6% à plus de 16%.¹

Ce développement fulgurant du secteur électrique québécois est d'autant plus impressionnant qu'il s'est réalisé, en fait, presque entièrement sur une période de 10 ans, la part de l'électricité passant de 21,73% en 1976 à 40,05% en 1986 pendant que celle du pétrole chutait de 70,32% à 43,53%.

En 1995, parmi les principaux pays industrialisés, seule la Norvège (53,9%) comptait sur l'électricité dans des proportions plus élevées que le Québec pour la satisfaction de ses besoins énergétiques.²

Le développement des ressources naturelles exceptionnelles dont dispose le Québec sur le plan énergétique fut principalement assuré par la construction de centrales hydroélectriques de grande envergure générant des économies d'échelle considérables. Cette filière requiert cependant des investissements comportant un fort contenu en capital. De plus, parce que ses principales installations hydroélectriques sont très éloignées de leurs marchés de consommation, le Québec a dû se doter du plus grand réseau de transport au monde dont la construction et l'exploitation entraînent des coûts considérables.

C'est notamment la croissance vigoureuse et ininterrompue de la consommation d'électricité des secteurs résidentiels et industriels qui a permis de supporter un tel niveau d'investissement. De 1976 à 1996, la consommation de ces deux secteurs a plus que doublé et, pendant ces mêmes années, la proportion des logements québécois chauffés à l'électricité est passée de 20,03% à 72,48%, un bond prodigieux.³

Grâce à la nationalisation de ce secteur vital de leur économie, les Québécois ont pu bénéficier depuis plus de vingt ans des prix de l'électricité parmi les plus bas du continent nord-américain et de l'ensemble des pays industrialisés. Il s'agit là d'un avantage important non seulement pour le consommateur à titre individuel mais tout autant pour la collectivité en terme de développement économique et de compétitivité.

¹ Ministère des Ressources naturelles du Québec, *L'énergie au Québec*, édition 1998, pages 12 et suivantes.

² Idem, page 27.

³ Idem, pages 13 et 70.

Cependant, cette situation comporte aussi quelques inconvénients. La disponibilité d'énergie à des coûts relativement faibles n'est pas susceptible de favoriser les économies d'énergie ou un usage plus efficace des ressources. Ainsi, notre consommation énergétique par habitant, bien qu'elle se compare avantageusement à celle des autres provinces canadiennes, demeure nettement plus élevée que celle de l'ensemble des principaux pays industrialisés, exception faite des États-Unis.⁴

Il en va de même de notre consommation énergétique par unité de production (en tep par millier de dollars de production), la deuxième plus basse au Canada (après l'Ontario) mais près de deux fois supérieure à celle des principaux pays industrialisés. De façon générale, on peut constater que des prix élevés de l'énergie stimulent inmanquablement la recherche de gains d'efficacité dans la production industrielle et manufacturière ainsi que la modération des habitudes de consommation individuelles.⁵

3.2 La consommation d'électricité par secteur

Les données relatives à la consommation d'électricité par secteur de 1976 à 1996 ont été regroupées et publiées par le Ministère des Ressources naturelles du Québec à la page 70 de *L'énergie au Québec*, édition 1998. Le tableau 1 présenté à la page suivante reproduit ces données de base dont un examen attentif fournira des indications précieuses quant à la répartition de la consommation québécoise d'électricité, l'évolution de cette consommation et les facteurs qui en déterminent la croissance.

Le tableau d'origine comportait, en plus de la consommation annuelle de chaque secteur en milliers de kWh, la proportion correspondante de la consommation annuelle totale (donnée en pourcentage). Sur une période de 20 ans, la répartition de la consommation totale entre les différents secteurs ne s'est que légèrement modifiée ; de 1976 à 1996, la consommation du secteur résidentiel est passée d'un peu moins de 28% à environ 32% de la consommation totale, la part du secteur industriel a légèrement augmenté passant de 48% à 49% alors que celle du secteur commercial, de plus de 23% en 1976, régressait pour se situer à moins de 19% en 1996.

Notons qu'Hydro-Québec fournit, bon an mal an, près de 75% de l'électricité consommée par le secteur industriel alors qu'elle satisfait plus de 96% des besoins du secteur résidentiel et près de 93% de ceux du secteur commercial.⁶ C'est donc environ 75% de la croissance annuelle de la consommation industrielle d'électricité qui se reflétera dans la croissance annuelle des ventes d'Hydro-Québec à ce secteur. En contrepartie, lors d'une année de croissance négative, les effets d'une consommation moindre du secteur industriel sur les ventes d'Hydro-Québec seront pondérés dans les mêmes proportions.

Une représentation graphique de la consommation d'électricité nous permettra de pousser un peu plus loin l'analyse des données du tableau 1.

⁴ Ministère des Ressources naturelles du Québec, *l'énergie au Québec*, édition 1998, pages 23 et 26.

⁵ Idem, pages 23, 26 et 41.

⁶ Hydro-Québec, *Rapport annuel*, 1997, page 68.

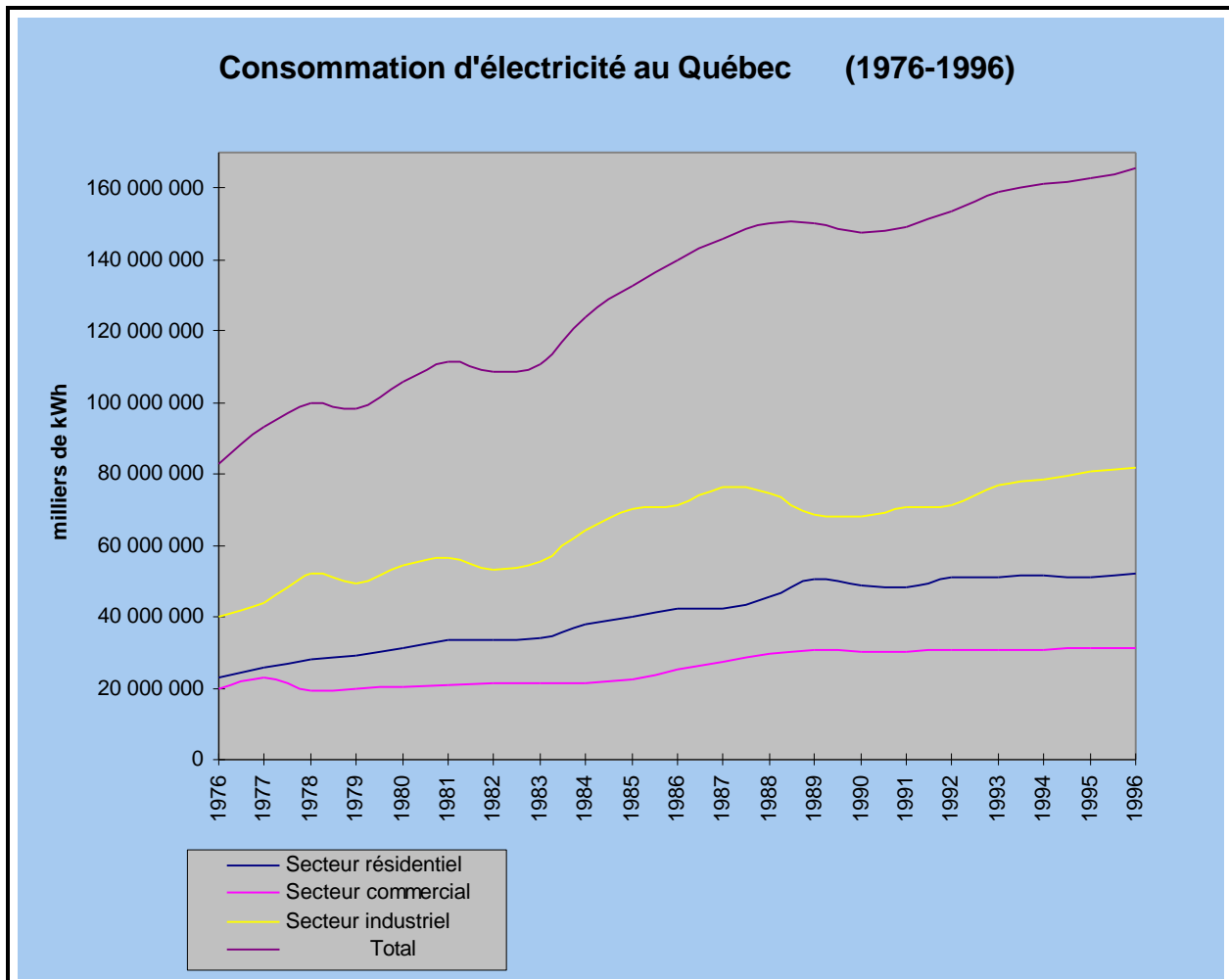
Tableau 1**Consommation d'électricité par secteur (1976-1996)**

en milliers de kWh

<u>Années</u>	<u>Secteur résidentiel</u>	<u>Secteur commercial</u>	<u>Secteur industriel</u>	<u>Transports</u>
1976	22 883 950	19 505 149	40 223 185	
1977	25 710 977	23 201 075	44 041 487	
1978	27 874 100	19 319 800	52 352 600	238 300
1979	28 949 100	19 739 500	49 285 000	251 900
1980	31 052 300	20 392 200	54 383 700	278 100
1981	33 309 200	20 993 700	56 553 200	272 700
1982	33 690 500	21 239 100	53 166 300	284 600
1983	33 918 600	21 493 700	55 203 100	311 600
1984	37 597 200	21 606 500	64 202 200	303 300
1985	40 184 800	22 269 100	70 017 500	322 900
1986	42 379 600	25 435 200	71 431 300	322 200
1987	42 430 300	27 214 400	76 025 300	316 500
1988	45 655 500	29 673 400	74 379 700	337 400
1989	50 325 900	30 816 100	68 684 400	330 000
1990	49 050 600	30 284 900	68 005 400	333 200
1991	48 313 200	30 220 300	70 562 500	328 200
1992	51 123 800	30 702 000	71 272 400	330 100
1993	51 189 200	30 741 400	76 636 500	333 000
1994	51 496 300	30 722 200	78 478 600	331 300
1995	50 855 500	31 417 800	80 379 400	322 400
1996	52 282 800	31 422 900	81 776 100	309 700

Source: Ministère des Ressources naturelles du Québec, *L'énergie au Québec*, édition 1998.

Graphique 1



3.2.1 Incidence sur la consommation totale d'électricité

Le graphique 1 nous indique que la consommation du secteur industriel, plus sensible aux cycles économiques et aux fluctuations des prix des matières premières, évolue de façon plus capricieuse et moins constante que celle du secteur résidentiel. Sa courbe est donc plus irrégulière puisque caractérisée par une succession d'années de croissance, de ralentissement ou de régression plus accentuées que celles des autres secteurs.

Ainsi, la consommation du secteur industriel a régressé modérément en 1988 et 1990 mais de façon beaucoup plus marquée en 1979, 1982 et 1989. La consommation du secteur résidentiel n'a connu quant à elle aucune année de croissance négative de 1976 à 1989 et n'a régressé que très modérément en 1990, 1991 et 1995.

On peut en déduire que les conversions massives au chauffage électrique ont permis au secteur résidentiel de maintenir un rythme de croissance soutenu jusqu'à la fin des années '80 même pendant des période de fort ralentissement économique. En ce sens, la croissance continue de la consommation du secteur résidentiel a non seulement contribué dans une large mesure à la croissance totale d'électricité mais elle a également permis d'atténuer les effets négatifs des années de décroissance du secteur industriel sur la consommation globale.

Pour sa part, la consommation du secteur commercial, tributaire en bonne partie du niveau d'activité économique des deux autres secteurs, peut également compter sur une clientèle institutionnelle dont les besoins de base varient relativement peu. Elle réagit donc moins brusquement aux cycles économiques et sa croissance, bien que modérée, est beaucoup plus constante. Elle a cependant contribué à la croissance totale de la consommation dans des proportions beaucoup plus modestes que les deux autres secteurs.

3.3 Taux de croissance annuels de la consommation (1976-1996)

À partir des données du tableau 1, il est possible de calculer les taux annuels de croissance de la consommation d'électricité pour chacun des secteurs ainsi que globalement. Ces statistiques sont présentées ci-après dans le tableau 2. Les pourcentages fournis pour l'année 1997 ont été calculés sur la base des ventes d'Hydro-Québec telles qu'établies à la page 68 du Rapport annuel 1997.

On peut constater que les taux de croissance annuels de la consommation ont été très forts dans tous les secteurs pour les années 1976 à 1981. Fait à noter, les variations anormalement élevées de la consommation des secteurs commercial et industriel pour les années 1977, 1978 et 1979 seraient en bonne partie attribuables à une conjugaison de facteurs ponctuels comme des programmes de vente d'énergie excédentaire et des reclassifications de clientèle.

Au début des années '80, les taux de croissance fléchissent de façon importante mais temporairement puisque de 1984 à 1989 la croissance reprend vigoureusement. Cependant, la consommation du secteur industriel régresse significativement en 1988 et 1989, ce qui a pour effet de réduire à presque rien la croissance de la consommation totale d'électricité pour ces années.

À compter de 1990, les taux de croissance annuels seront beaucoup plus faibles dans les secteurs résidentiel et commercial qui accuseront tous deux des reculs 3 années sur 7 entre 1990 et 1996. Quant à elle, la consommation du secteur industriel regagne du terrain à partir de 1991 avec une croissance relativement soutenue jusqu'en 1997.

Tableau 2

Taux de croissance annuels de la consommation d'électricité au Québec (1976-1996)

<u>Année</u>	<u>secteur résidentiel</u>	<u>secteur commercial</u>	<u>secteur industriel</u>	<u>totale</u>
1976				
1977	12,35%	18,95%	9,49%	12,52%
1978	8,41%	-16,73%	18,87%	7,35%
1979	3,86%	2,17%	-5,86%	-1,56%
1980	7,27%	3,31%	10,35%	8,02%
1981	7,27%	2,95%	3,99%	4,73%
1982	1,14%	1,17%	-5,99%	-2,47%
1983	0,68%	1,20%	3,83%	2,34%
1984	10,85%	0,52%	16,30%	11,52%
1985	6,88%	3,07%	9,06%	7,34%
1986	5,46%	14,22%	2,02%	5,10%
1987	0,12%	7,00%	6,43%	4,60%
1988	7,60%	9,04%	-2,16%	2,78%
1989	10,23%	3,85%	-7,66%	0,07%
1990	-2,53%	-1,72%	-0,99%	-1,65%
1991	-1,50%	-0,21%	3,76%	1,19%
1992	5,82%	1,59%	1,01%	2,68%
1993	0,13%	0,13%	7,53%	3,57%
1994	0,60%	-0,06%	2,40%	1,34%
1995	-1,24%	2,26%	2,42%	1,21%
1996	2,81%	0,02%	1,74%	1,73%
1997*	1,89%	1,38%	2,22%	1,92%

source: Ministère des Ressources naturelles du Québec, *l'Énergie au Québec*, édition 1998.

* calculés selon les ventes d'Hydro-Québec pour l'année 1997
Hydro-Québec, *Rapport annuel 1997*, p. 68

3.3.1 Taux de croissance annuels moyens pour certaines périodes

La consommation d'électricité au Québec a donc progressé inégalement entre 1976 et 1996, bien que de façon continue. Ainsi, pour différentes période considérées, le rythme de croissance varie sensiblement.

Le tableau 3.1 indique la croissance de la consommation pour quatre périodes différentes entre 1976 et 1996. Les périodes considérées pouvant se chevaucher dans le temps, les pourcentages mentionnés sont réels mais ne sont pas cumulatifs.

Le tableau 3.2 fournit les taux de croissance annuels moyens pour ces mêmes périodes ainsi que pour l'ensemble des années 1976 à 1996.

Tableau 3.1

**Croissance de la consommation d'électricité
au Québec (1976-1996)**

<u>Période</u>	<u>Secteur résidentiel</u>	<u>Secteur commercial</u>	<u>Secteur industriel</u>	<u>Totale</u>
1976-1981	45,56%	7,63%	40,60%	34,52%
1980-1983	9,23%	5,40%	1,51%	4,54%
1983-1989	48,37%	43,37%	24,42%	35,36%
1989-1996	3,89%	1,97%	19,06%	10,41%
1976-1996	128,46%	61,10%	103,31%	100,69%

Tableau 3.2

**Taux de croissance annuels moyens
de la consommation d'électricité au Québec**

<u>Période</u>	<u>Secteur résidentiel</u>	<u>Secteur commercial</u>	<u>Secteur industriel</u>	<u>Totale</u>
1976-1981	7,83%	2,13%	7,37%	6,21%
1980-1983	3,03%	1,77%	0,61%	1,53%
1983-1989	6,86%	6,28%	4,00%	5,24%
1989-1996	0,58%	0,29%	2,55%	1,44%
1976-1996	4,31%	2,64%	3,83%	3,62%

De 1976 à 1981, la consommation totale s'est accrue de 34,52% en cinq ans grâce à une croissance fulgurante dans les secteurs résidentiel et industriel. Cela correspond à un taux de croissance annuel moyen de 6,21% pour cette période.

Malgré la récession du début des années '80, la consommation totale augmentait de 4,54% en trois ans de 1980 à 1983 et ce, en dépit d'une croissance presque nulle de la consommation industrielle. Pour cette période, le taux de croissance annuel moyen ne fut que de 1,53%.

Pour les six années entre 1983 et 1989, c'est bien davantage les secteurs résidentiel et commercial qui ont permis une reprise de la croissance de la consommation qui fut plus modérée dans le secteur industriel. Fait à noter, bien que ces années furent

marquées par une forte reprise économique, les taux de croissance annuels moyens de cette période sont inférieurs à ceux de la période 1976-1981 tant en ce qui concerne la consommation totale que la consommation des secteurs résidentiel et industriel.

Enfin, pour les sept années de 1989 à 1996, partagées sur le plan économique entre croissance et récession, la consommation d'électricité a progressé beaucoup plus lentement, les taux de croissance annuels moyens étant très faibles dans les secteurs résidentiel et commercial et modéré dans le secteur industriel.

3.4 Tendances actuelles et prévisions de croissance

Dans sa politique énergétique rendue publique en novembre 1996, *L'énergie au service du Québec*, le ministère des Ressources naturelles constatait déjà :

*« ... le contexte qui a permis le développement du secteur hydroélectrique québécois s'est profondément modifié. On ne prévoit pas, pour les quinze prochaines années, de croissance de la demande interne équivalant à ce qu'on a connu dans le passé, au moins pour ce qui est des besoins des consommateurs des secteurs résidentiel et commercial. Le Québec est même actuellement en situation de surplus, sur le plan de la puissance, probablement jusqu'au début de la prochaine décennie. »*⁷

Pour sa part, Hydro-Québec prévoit augmenter ses ventes de 20 TWh sur l'ensemble de ses marchés de 1997 à 2002. Selon elle, 14 de ces 20 TWh proviendront de nouvelles ventes au Québec et 6 TWh de ventes additionnelles hors Québec. Des 14 TWh de nouvelles ventes québécoises, 10 TWh seront requis, selon ses dires, pour satisfaire la croissance de la demande industrielle et les 4 TWh restants seront destinés au secteur résidentiel et commercial.⁸

À première vue, la croissance de la consommation québécoise escomptée par Hydro-Québec semble surévaluée. Les taux de croissance annuels moyens de la consommation des secteurs commercial et résidentiel n'ont été que de 0,29% et 0,58% respectivement pour les années 1989 à 1996. Bien que la croissance annuelle moyenne de la consommation industrielle ait été de 2,55% pour la même période, elle n'a été marquée d'aucun recul au cours de ces années.

Pourtant, cette situation s'était fréquemment produite auparavant, même en période de croissance. L'éventualité d'un recul temporaire de la consommation industrielle au cours des prochaines années n'est donc pas improbable, d'autant plus qu'une proportion importante de l'activité industrielle québécoise peut être affectée par des fluctuations subites du prix des matières premières.

⁷ Gouvernement du Québec, 1997, *L'énergie au service du Québec*, page 39.

⁸ Hydro-Québec, 1997, *Plan stratégique 1998-2002*, pages 31 et 32.

S'il s'avérait que la croissance de la consommation industrielle d'électricité fléchisse momentanément, soit nulle ou négative, les effets sur la consommation totale d'électricité seraient importants puisque la croissance des secteurs résidentiel et commercial n'est plus suffisante pour les atténuer.

Il s'agit donc d'une possibilité réelle qu'Hydro-Québec ne peut éviter de prendre en compte dans l'établissement de ses prévisions de croissance. À ce sujet, Jean-Thomas Bernard observait que Hydro-Québec a surévalué la croissance de la demande au début des années 80, a sous-évalué cette croissance à partir de 1984 et l'a surévalué de nouveau depuis 1990. Cependant, il concluait, peut-être un peu rapidement : « *Il est donc difficile de discerner un biais systématique dans un sens ou dans l'autre.* »⁹

La croissance de la consommation a pourtant été surévaluée dans les mêmes circonstances au début des années 80 et au début des années 90, c'est à dire à l'aube d'une période de ralentissement économique, et sous-évaluée au début d'un cycle de forte activité économique, en 1984. Dans tous les cas, la possibilité d'une récession ou d'une reprise économique n'a pas été prise en compte ou pressentie.

⁹ Bernard, J-T, 1996, *Commentaires sur la production privée d'électricité au Québec*, rapport déposé à la Commission Doyon.

4. La production d'électricité

4.1 Développement de la production d'électricité (1976-1996)

La production d'énergie électrique au Québec a presque doublé en vingt ans, passant de 110 TWh en 1976 à environ 200 TWh en 1996. Cette croissance spectaculaire est toutefois moindre que celle de la consommation d'électricité. Cependant, compte tenu du ralentissement marqué de la croissance de la consommation, le Québec se retrouve aujourd'hui en situation de surplus sur le plan de la puissance disponible et, s'il ne s'agissait que de la satisfaction de ses besoins prioritaires, il le serait également sur le plan de la réserve énergétique.

Déjà en 1995, les membres de la Table de consultation du Débat public sur l'énergie constataient :

« Le marché interne est actuellement largement saturé, le Québec étant d'ailleurs l'une des sociétés les plus « électrifiées » au monde. Quelle que soit la conjoncture à venir, (...) la demande interne d'électricité n'augmentera plus aux taux que l'on a connus, le phénomène de pénétration de l'électricité étant pour l'essentiel terminé. »¹⁰

Cette situation de notre marché interne, nouvelle pour le Québec, constitue la principale contrainte à considérer dans l'orientation du développement de notre potentiel énergétique. Quels sont les marchés actuels et futurs dans lesquels le Québec envisage de vendre désormais son électricité ? Quelle est la situation de l'offre et de la demande dans ces marchés et à quel prix moyen l'électricité y est-elle transigée ? À quel coût le Québec peut-il aujourd'hui produire et livrer son électricité dans ces marchés et à quel coût pourra-t-il le faire demain ?

Ces questions sont fondamentales et incontournables du fait que la croissance escomptée de la demande d'électricité proviendra essentiellement du secteur industriel québécois et des marchés d'exportation.

Au Québec, 77,8% de la puissance installée au 1^{er} janvier 1997 était contrôlée par Hydro-Québec, 12,7% de cette puissance provenait des chutes Churchill, 9,4% d'entreprises privées et 0,1% de municipalités.

En 1996, c'est 96,8% de la production totale d'électricité au Québec qui était d'origine hydroélectrique. Pour cette même année, Hydro-Québec a disposé de 25,8 milliards de kWh provenant des chutes Churchill ce qui correspond à environ 15,5% de l'énergie consommée au Québec¹¹ ; l'entreprise privée produisait une quantité presque équivalente d'énergie, 2 5,6 milliards de kWh, dont les 4/5^e furent consommés ou vendus par le producteur lui-même.

¹⁰ Gouvernement du Québec, 1996, *Pour un Québec efficace*, Rapport de la Table de consultation du débat public sur l'énergie, page 65.

¹¹ Ministère des Ressources naturelles du Québec, *L'énergie au Québec*, édition 1998, page 52.

Tableau 4

Production d'électricité au Québec (1976-1996)

(millions de kWh)

<u>Années</u>	<u>Hydro-Québec</u>	<u>Prod. Privés</u>	<u>Chutes Churchill</u>	<u>Prod. Totale</u>
1976	61 206	16 910	32 106	110 222
1977	61 268	22 791	33 350	117 409
1978	63 329	23 613	37 024	123 966
1979	70 368	19 597	35 290	125 255
1980	76 494	22 419	37 829	136 742
1981	80 581	23 685	35 941	140 207
1982	78 821	22 231	35 779	136 831
1983	88 321	23 390	31 229	142 940
1984	100 343	23 239	36 012	159 594
1985	115 538	23 029	31 836	170 403
1986	128 078	22 537	30 696	181 311
1987	138 486	20 897	30 392	189 775
1988	129 906	21 640	30 727	182 273
1989	125 081	22 272	24 371	171 724
1990	115 208	22 349	26 163	163 720
1991	121 886	22 763	26 367	171 016
1992	126 348	23 127	25 985	175 460
1993	131 552	21 425	29 942	182 919
1994	140 471	25 110	27 446	193 027
1995	150 408	23 718	26 721	200 847
1996	147 692	25 615	25 779	199 086

Source : Ministère des Ressources naturelles du Québec, *L'énergie au Québec*, édition 1998, pages 57 et 64.

Les membres de la Table de consultation du débat public sur l'énergie se sont interrogés sur l'opportunité de poursuivre le développement du potentiel hydroélectrique par des projets de grande envergure. Ils concluaient de ces réflexions que :

« la situation économique ainsi que les caractéristiques de la demande énergétique ne sont pas favorables à la mise en valeur de grands projets (...) »

(...) « la croissance des coûts de l'hydroélectricité jointe à la baisse des coûts des énergies concurrentes (...) signifient la réduction de la rente économique dont bénéficiait la société québécoise par rapport à ses partenaires , ce qui s'avère particulièrement crucial au plan de la compétitivité de notre économie tout en remettant en cause les modes de répartition de cette rente, sous forme de tarification ou de revenus perçus par l'État. »

et enfin (...) *« la filière hydroélectrique, exploitée sous la forme de mégaprojets, est l'exemple même d'un investissement à long terme, massif, que les tendances actuelles des marchés énergétiques ne privilégient pas. »*¹²

Les tendances actuelles des marchés de l'énergie sont en effet caractérisées par :

- la construction des nouvelles installations de production à proximité des marchés de consommation convoités pour limiter les coûts liés au transport de l'énergie
- le recours à des technologies de production souples qui peuvent fournir rapidement une puissance additionnelle en période d'appel maximal mais dont les coûts d'opération n'ont pas à être supportés de façon constante¹³
- l'implantation de petites unités de production autonomes destinées à assurer l'autonomie de certaines clientèles, notamment institutionnelles, appelées à fournir des services essentiels
- l'introduction graduelle de nouvelles technologies alternatives qui rencontrent plus spécifiquement les besoins des réseaux autonomes, des consommateurs en régions éloignées ou des petits auto-producteurs

Devant cette transformation rapide des marchés de l'énergie, le Québec doit s'adapter rapidement et faire les bons choix. Au fur et à mesure que ses compétiteurs développent, au moyen de technologies efficaces, de nouvelles capacités de production situées à proximité des marchés convoités, l'avantage d'Hydro-Québec lié à ses faibles coûts moyens de production diminue et son handicap concurrentiel lié à l'éloignement considérable de ses installations de production s'accroît.

¹² Gouvernement du Québec, 1996, *Pour un Québec efficace*, Rapport de la Table de consultation du débat public sur l'énergie, pages 17 et 18.

¹³ Bernard, J-T, 1996, *Commentaires sur la production privée d'électricité au Québec*, rapport déposé à la Commission Doyon.

Ainsi, parce que la majeure partie du potentiel hydroélectrique aménageable du Québec est situé à des centaines de kilomètres au nord, des investissements massifs dans de nouveaux mégaprojets comportent des risques financiers considérables, surtout s'ils requièrent la construction de nouvelles lignes de transport qui leur soient exclusivement dédiées.

Par contre, s'il s'agit de limiter l'érosion de la compétitivité des installations existantes, le Québec aurait tout avantage à concentrer prudemment le développement futur de son parc hydroélectrique sur le potentiel aménageable situé à proximité des lignes de transport déjà construites pour en maximiser l'usage et réduire ainsi le coût unitaire de l'énergie acheminée au consommateur.

4.2 Puissance installée au 1^{er} janvier 1997

La puissance totale disponible au Québec au 1^{er} janvier 1997 était d'environ 40 405 MW, ce qui inclut 5 128 MW de puissance provenant des chutes Churchill et 3 864 MW provenant d'installations appartenant à des producteurs privés.¹⁴

Cependant, il est difficile d'établir la part exacte de la puissance totale disponible qui est effectivement à la disposition d'Hydro-Québec parce que ni la société d'État, ni le ministère des Ressources naturelles ne fournissent des données précises quant à la proportion de la puissance installée des producteurs privés dont Hydro-Québec peut revendiquer l'usage en vertu des ententes existantes.

Tableau 5

Puissance installée au Québec 1^{er} janvier 1997 (en kW)

	Hydro-Québec	Producteurs Privés	HQ + Privés	Chutes Churchill	Puissance disponible
Hydroélect.	29 219 695	3 703 624	32 923 319	5 128 000	38 051 319
Thermique	2 193 220	160 350	2 353 570		2 353 570
Totaux	31 412 915	3 863 974	35 276 889	5 128 000	40 404 889

¹⁴ Ministère des Ressources naturelles du Québec, *L'énergie au Québec*, édition 1998, page 55.

Nous savons néanmoins que la consommation du secteur industriel pour l'année 1996 s'est élevée à 81,78 TWh alors que les ventes d'Hydro-Québec à ce secteur ont atteint 59,8 TWh, pour une différence de 22 TWh. La production du secteur privé ayant été de 25,6 TWh, nous pouvons déduire la proportion de la puissance installée des producteurs privés qui fut, minimalement, à la disposition d'Hydro-Québec pour cette période, soit : $3,6 / 25,6 = 14,06\%$. Et en appliquant cette proportion à la puissance installée des producteurs privés, soit $3\ 864\ \text{MW} \times 0,1406 = 543\ \text{MW}$.

Il s'agit d'une approximation, bien sûr, puisque la transposition d'une proportion quelconque appliquée à l'énergie et à la puissance dans un tel cas comporte une marge d'erreur liée au fait que le facteur d'utilisation de la puissance des auto-producteurs est sensiblement plus élevé que celui de la société d'état. Cette estimation est donc nécessairement conservatrice.

Il en résulte tout de même le constat suivant : pour remplir ses obligations face à sa clientèle régulière, Hydro-Québec disposait au 1^{er} janvier 1997 de 31 413 MW provenant de ses propres installations, de 5 128 MW provenant des chutes Churchill et d'au moins 543 MW provenant de producteurs privés, pour un total de **37 084 MW**.

Cette somme ne tient pas compte de ses moyens additionnels, notamment de son réseau d'interconnexions d'une capacité totale de 7 487 MW, dont 6 337 MW livrables simultanément.¹⁵

4.3 Évolution des besoins en puissance de pointe du réseau

Les besoins prioritaires en puissance de pointe du réseau ont évolué, de 1976 à 1996, dans des proportions à peu près équivalentes à la croissance de la consommation d'électricité du secteur résidentiel, c'est à dire qu'ils ont plus que doublé.

Le tableau 6 présenté à la page suivante reproduit les données publiées par le MRN à la page 70 de *L'énergie au Québec*, édition 1998. La part de l'appel maximal de puissance attribuable aux exportations, aux ventes excédentaires au Québec, aux interruptions contractuelles et aux pertes a été calculée par soustraction et identifiée distinctement en mégawatts et en pourcentage.

L'ensemble de ces données est illustré subséquemment dans le graphique 2. Les valeurs fournies par le MRN correspondent à la pointe de la demande annuelle, de sorte que l'appel de puissance attribuable aux exportations et ventes excédentaires est celui enregistré annuellement à la date où s'est produit l'appel maximal de puissance.

¹⁵ Ministère des Ressources naturelles du Québec, *L'énergie au Québec*, édition 1998, page 59.

Tableau 6
Besoins en puissance de pointe du réseau d'Hydro-Québec (1976-1996)

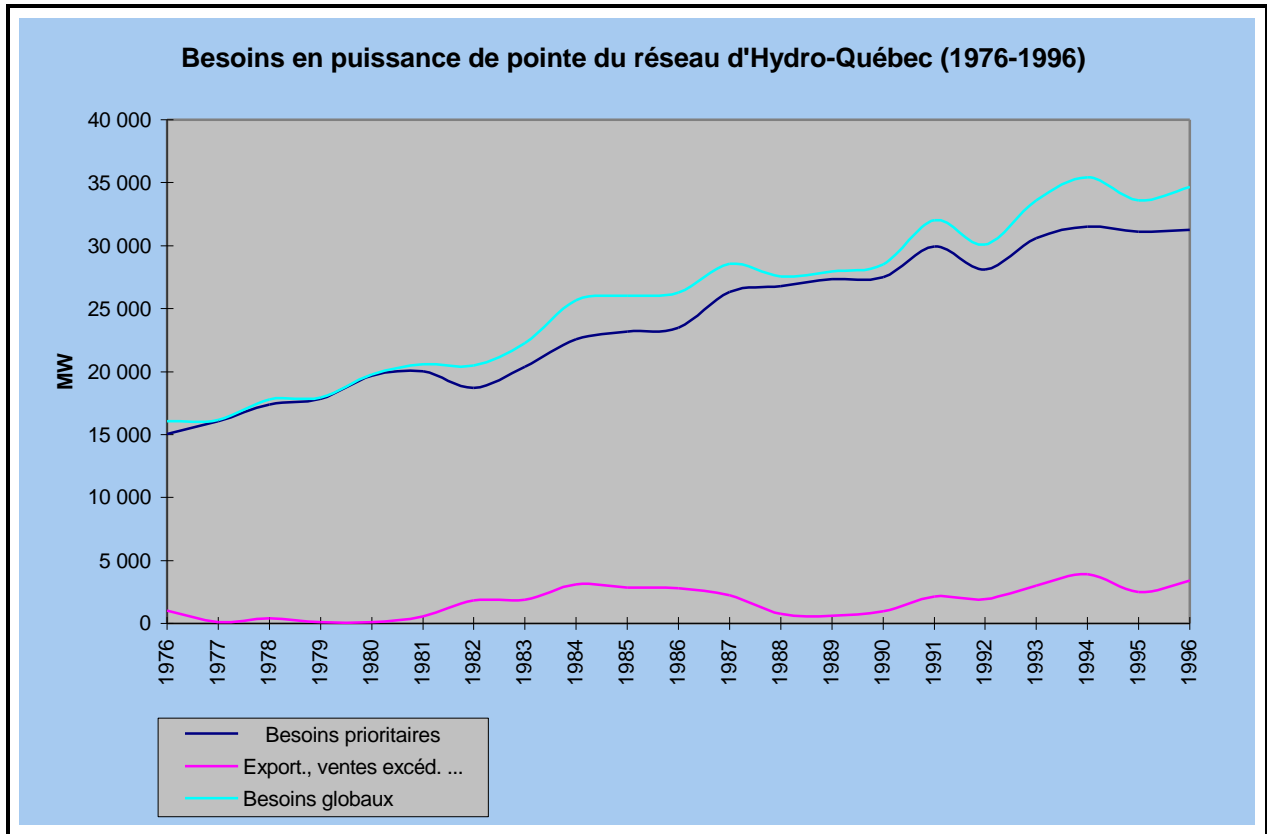
Appel maximal en mégawatts

Année	Besoins prioritaires	Export., ventes excéd.	en %	Besoins globaux
1976	15 040	1 023	6,40%	16 063
1977	16 083	102	0,60%	16 185
1978	17 359	429	2,40%	17 788
1979	17 842	116	0,60%	17 958
1980	19 673	123	0,60%	19 796
1981	20 016	567	2,80%	20 583
1982	18 681	1 810	8,80%	20 491
1983	20 377	1 873	8,40%	22 250
1984	22 592	3 081	12%	25 673
1985	23 197	2 850	10,90%	26 047
1986	23 492	2 785	10,60%	26 277
1987	26 347	2 241	7,80%	28 588
1988	26 768	783	2,80%	27 551
1989	27 349	585	2,10%	27 934
1990	27 522	972	3,40%	28 494
1991	29 922	2 118	6,60%	32 040
1992	28 131	1 939	6,40%	30 070
1993	30 609	2 991	8,90%	33 600
1994	31 531	3 912	11%	35 443
1995	31 119	2 475	7,40%	33 594
1996	31 245	3 397	9,80%	34 642

1. Besoins prioritaires: électricité qu'Hydro-Québec doit fournir à la clientèle québécoise en vertu de son mandat
2. Besoins globaux: appel maximal incluant (en plus des besoins prioritaires) les exportations, les ventes excédentaires au Québec les interruptions contractuelles et les pertes.
3. L'appel de puissance additionnel est donné en MW et en % des besoins globaux.

Source: Hydro-Québec / Ministère des Ressources naturelles du Québec, *L'énergie au Québec*, 1998, page 70.

Graphique 2



4.3.1 Incidence des ventes discrétionnaires

Ce qui étonne d'abord lorsqu'on examine les données du tableau 6, c'est l'importance des proportions annuelles de l'appel de puissance maximal qui est attribuable aux exportations et aux ventes excédentaires. Rappelons-nous que ces ventes coïncident à la demande de pointe du réseau. En principe, seules les ventes fermes à l'exportation et les pertes représentent un appel de puissance qu'Hydro-Québec ne peut pas éviter et qu'elle doit considérer comme des obligations à remplir.

Pourtant, la puissance associée à ces ventes est proportionnellement si importante pour certaines années qu'elle ne peut s'expliquer, pour une bonne part, que par des ventes discrétionnaires (court terme) effectuées en pleine période de pointe de la demande annuelle. Il en va ainsi pour les années 1984 à 1987 et 1993 à 1996 en particulier. Nous verrons dans le chapitre suivant que, pour ces années précisément et sans exception, Hydro-Québec a conclu des ventes à court terme très substantielles.

Il y a donc lieu de s'interroger, d'une part, sur l'opportunité de conclure des ventes discrétionnaires proportionnellement si importantes à cette période de l'année, et, d'autre part, sur le fait que la société d'État puisse considérer ces ventes comme des

« besoins globaux » auxquels elle doit être en mesure de faire face. De là à ce qu'elles deviennent une justification pour développer la puissance additionnelle, il n'y a qu'un pas.

On sait, par ailleurs, que Hydro-Québec établit les tarifs de ses clients québécois en fonction du facteur d'utilisation spécifique à chaque catégorie d'utilisateurs sous prétexte des coûts de ses installations associés à la puissance disponible. La valeur associée à la puissance et à l'énergie est-elle cependant déterminée selon les mêmes critères, équitablement, pour l'ensemble de ses clientèles ?

Les données relatives à la puissance requise pour les besoins prioritaires de la clientèle québécoise que doit satisfaire Hydro-Québec en vertu de son mandat démontrent que la puissance installée actuellement disponible est plus que suffisante. En fait, la réserve de puissance dont dispose Hydro-Québec dépasse même largement les normes généralement prescrites. Pour un réseau presque exclusivement hydroélectrique, cette marge de réserve est habituellement de l'ordre de 10%.

4.3.2 Le développement de nouvelle capacité

Nous avons vu au chapitre précédent que la croissance future de la consommation d'électricité proviendra principalement du secteur industriel et des marchés hors Québec, en autant que des parts significatives de ces marchés soient véritablement accessibles. En supposant que ce soit le cas, encore faut-il que les prix en vigueur dans ces marchés soient suffisants pour nous permettre d'y faire des ventes rentables (ce que nous vérifierons au chapitre suivant).

Mais avant d'entreprendre l'analyse du bien-fondé économique des choix commerciaux que notre société d'État et son actionnaire semblent déterminés à privilégier, rappelons-nous quel est l'objet de la présente démarche : il consiste à circonscrire les paramètres qui doivent être considérés pour justifier ou disqualifier l'ajout d'une filière énergétique en particulier à un Plan de ressources que nous serions autrement condamnés à élaborer à l'aveugle.

La relance de l'industrie privée de la petite production hydraulique doit en effet se justifier à plusieurs égards ; elle doit répondre à un besoin réel de développer notre réserve énergétique ou notre puissance installée et il doit être démontré qu'elle constitue le meilleur moyen d'y parvenir en regard des autres filières énergétiques que nous pourrions favoriser.

Les données relatives à la consommation et à la production d'électricité que nous avons examinées dans les chapitres 3 et 4 nous permettront justement d'en juger adéquatement en disposant des critères objectifs qui doivent guider nos choix.

5. Les ventes d'Hydro-Québec dans ses différents marchés

5.1 Prix de vente de l'électricité (1976-1996)

Le tableau 7 qui suit regroupe l'ensemble des données sur les prix de l'électricité publiées par le MRN dans l'édition 1998 de *L'énergie au Québec*. Le graphique 3 illustre ensuite, à partir de ces mêmes données, les courbes de croissance des prix de l'électricité, de 1976 à 1996, pour chacune des catégories tarifaires québécoises ainsi que l'évolution du prix moyen des ventes à l'exportation.

Tableau 7

Prix de vente moyen de l'électricité (1976-1996)				
En cents par kWh (prix courants)				
	Secteur résidentiel	Secteur commercial	Secteur industriel	Exportations
1976	1,74	1,78	0,93	0,57
1977	1,88	1,98	1,08	0,7
1978	2,14	2,34	1,25	0,98
1979	2,48	2,73	1,51	1,35
1980	2,79	3,17	1,7	1,72
1981	3,09	3,45	1,93	2,03
1982	3,62	4,03	2,35	2,65
1983	3,89	4,32	2,52	2,7
1984	3,95	4,32	2,5	2,82
1985	4,01	4,34	2,44	2,78
1986	4,15	4,43	2,34	2,41
1987	4,37	4,52	2,3	2,48
1988	4,5	4,68	2,47	2,79
1989	4,65	4,92	2,91	3,17
1990	4,97	5,54	3,05	3,25
1991	5,34	5,86	3,23	3,1
1992	5,58	6,18	3,32	3,03
1993	5,71	6,34	3,12	2,99
1994	5,8	6,39	3,25	2,75
1995	5,8	6,33	3,45	2,69
1996	5,86	6,29	3,45	3,16

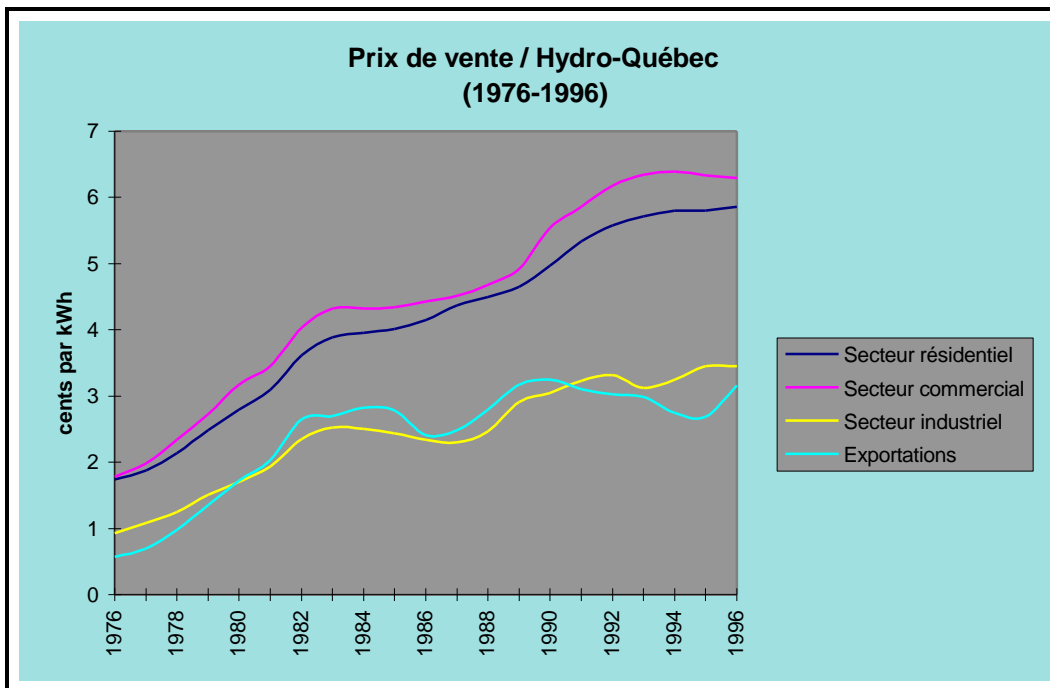
Source : Ministère des Ressources naturelles du Québec, *L'énergie au Québec*, édition 1998, pages 39 et 66.

De façon générale, le prix de l'électricité, dont la croissance avait été plus lente que celle des prix des autres formes d'énergie entre 1979 et 1986, a augmenté beaucoup plus rapidement de 1986 à 1996, soit de 48,6% sur une période de dix ans comparativement à 45,3% pour le gaz naturel, 29,4% pour le mazout léger et 18,4% pour l'essence.

Cette augmentation est non seulement plus forte que celle des autres formes d'énergie mais aussi nettement plus élevée que celle des prix de l'alimentation, des vêtements, du logement et de l'ensemble des biens et services.

Le graphique 3, ci-dessous, fournit une représentation des données du tableau 7 de la page précédente. En observant plus particulièrement les courbes de croissance du prix de l'électricité de chaque secteur de consommation, on peut remarquer qu'elles semblent suivre deux modèles nettement différents.

Graphique 3



Les prix des secteurs résidentiel et commercial connaissent une croissance constante et uniforme et progressent presque parallèlement de façon ininterrompue de 1976 à 1996. Mais le prix du secteur industriel et le prix moyen des ventes à l'exportation évoluent beaucoup plus irrégulièrement.

Dans le cas du prix des exportations, il n'y a pas lieu de s'en étonner puisque plusieurs facteurs échappant au contrôle d'Hydro-Québec influencent son évolution. L'appréciation ou la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain peuvent à elles seules affecter significativement les revenus de vente d'Hydro-Québec. D'autres facteurs, dont

nous reparlerons plus loin, ont également eu une incidence marquée sur le prix moyen des exportations pour certaines périodes. Récemment, la dépréciation du dollar canadien a permis un important redressement du prix obtenu par Hydro-Québec pour ses ventes sur le marché américain qui, en 1997, ont atteint un prix moyen de près de 3,9 ¢ / kWh.¹⁶

L'évolution du prix de l'électricité vendue au secteur industriel ressemble bien davantage à celle du prix des exportations. Sa croissance, ponctuée de bonds et de reculs successifs, donne à penser qu'elle échappe au moins partiellement aux règles qui régissent les prix des autres catégories tarifaires du Québec, comme si elle relevait plutôt d'un marché concurrentiel.

5.2 Répartition des ventes à l'exportation

À la page suivante, le tableau 8 regroupe une série de données traçant un portrait d'ensemble des exportations d'Hydro-Québec de 1976 à 1997, regroupées en fonction de leur destination et du type de vente (régulières ou à court terme).

On peut noter que les livraisons à destination des autres provinces canadiennes, qui s'étaient taillé la part du lion jusqu'au début des années 80, ont été rattrapées à compter de 1983 par les ventes croissantes aux états américains auxquelles elles ont carrément cédé le pas depuis 1985.

Les ventes régulières hors Québec n'ont pratiquement jamais varié brusquement de 1976 à 1996, exception faite d'un fléchissement temporaire en 1977 et 1978. Cela s'explique principalement par le fait qu'Hydro-Québec a conclu de nouvelles ventes fermes avec les États de la Nouvelle-Angleterre et le Nouveau-Brunswick à compter du milieu des années 80 et que ces ventes ont remplacé progressivement les livraisons vers l'état de New-York et l'Ontario, arrivées à échéance.

Les ventes à court terme, pour leur part, ont varié dans des proportions considérables à différentes époques. Au début des années 80, ce sont des surplus importants qui ont été écoulés vers l'Ontario et le Nouveau-Brunswick principalement. De 1984 à 1987, ces ventes ont atteint des sommets inégalés mais, conjuguées à plusieurs années consécutives de faible hydraulité, elles ont eu des effets désastreux sur le niveau des réserves énergétiques au point qu'Hydro-Québec a dû les interrompre presque complètement entre 1989 et 1991 pour reconstituer ses stocks.

En dépit de la faible hydraulité persistante et d'une productibilité théorique à peine supérieure aux besoins réguliers à combler, la société d'état n'en a pas moins répété les mêmes erreurs de 1993 à 1997 en reprenant ses ventes à court terme de façon inconséquente, ce qui a résulté, encore une fois, en un abaissement catastrophique du niveau de ses réservoirs. Fort heureusement, la Régie de l'énergie fut dotée, dès sa création en 1996, de pouvoirs exclusifs en matière de surveillance des opérations d'Hydro-Québec pour assurer des approvisionnements suffisants aux consommateurs.

¹⁶ Hydro-Québec, *Rapport annuel*, 1997, page 68.

Tableau 8

Ventes d'Hydro-Québec à l'exportation (1976-1997)

(en millions de kWh)

Années	selon destination		selon type de ventes		Total des ventes
	Provinces canadiennes	États américains	Ventes régulières	Ventes à court terme	
1976	15 091	508	11 119	4 480	15 599
1977	14 137	558	3 579	11 116	14 695
1978	11 735	1 403	3 924	9 214	13 138
1979	8 734	7 660	6 136	10 258	16 394
1980	9 342	8 102	6 548	10 896	17 444
1981	10 156	8 317	5 726	12 747	18 473
1982	9 345	8 535	5 755	12 125	17 880
1983	9 312	10 225	6 702	12 835	19 537
1984	11 643	11 239	6 299	16 583	22 882
1985	14 609	20 823	6 898	17 295	24 193
1986	14 311	12 622	6 980	19 953	26 933
1987	12 352	16 417	8 313	20 456	28 769
1988	5 020	11 864	9 164	7 720	16 884
1989	4 015	5 701	8 830	886	9 716
1990	4 086	5 117	8 752	451	9 203
1991	3 957	5 858	9 423	392	9 815
1992	3 524	9 067	10 691	1 900	12 591
1993	1 942	13 179	9 865	5 256	15 121
1994	2 590	16 574	8 759	10 405	19 164
1995	7 004	17 050	8 975	15 090	24 065
1996	3 834	14 993	9 627	9 409	19 036
1997*			9 378	5 864	15 242

Source : Ministère des Ressources naturelles du Québec, *L'énergie au Québec*, édition 1998, page 65.

1997* : selon les données d'Hydro-Québec, *Rapport annuel*, 1997, page 68.

5.3 Prix moyen des ventes à l'exportation

Le prix moyen des ventes à l'exportation pour les années 1976 à 1996 sont indiqués dans la dernière colonne du tableau 7 au début du présent chapitre. Leur croissance durant cette période est illustrée dans le graphique 3 de la section 5.1 et nous l'avons déjà analysée brièvement.

Le tableau 9, ci-dessous, nous indique le volume total des ventes à l'exportation pour les années 1976 à 1997, correspondant à la somme des ventes régulières et court terme sur les marchés extérieurs. Elle sont ensuite illustrées au graphique 4.

Tableau 9

Ventes d'Hydro-Québec à l'exportation (1976-1997)

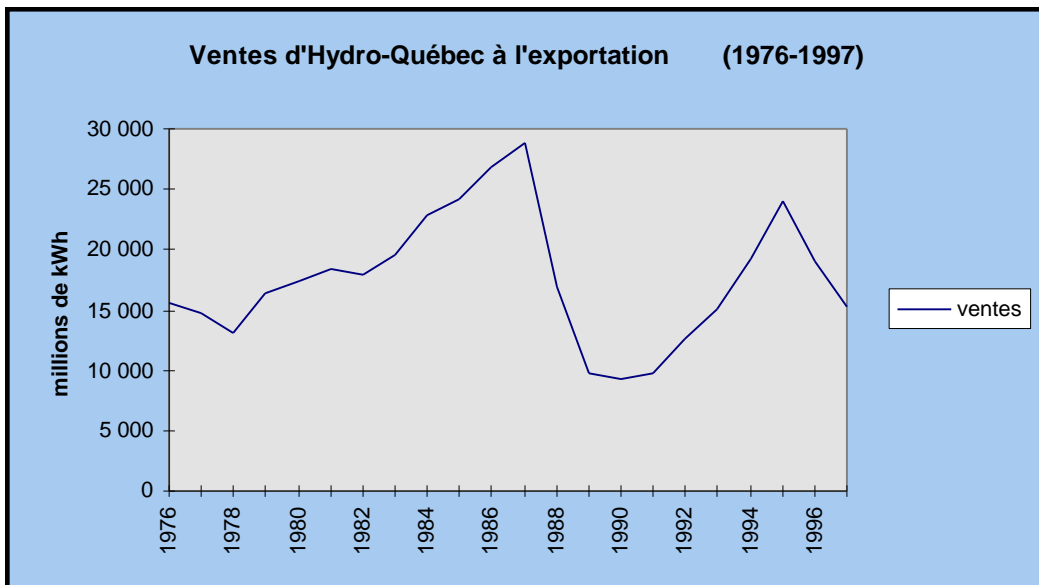
régulières et court terme, en millions de kWh

	<u>ventes</u>		<u>ventes</u>		<u>ventes</u>
1976	15 599	1983	19 537	1991	9 815
1977	14 695	1984	22 882	1992	12 591
1978	13 138	1985	24 193	1993	15 121
1979	16 394	1986	26 933	1994	19 164
1980	17 444	1988	16 884	1995	24 065
1981	18 473	1989	9 716	1996	19 036
1982	17 880	1990	9 203	1997*	15 242

Source: MRN, *L'énergie au Québec*, 1998, page 65.

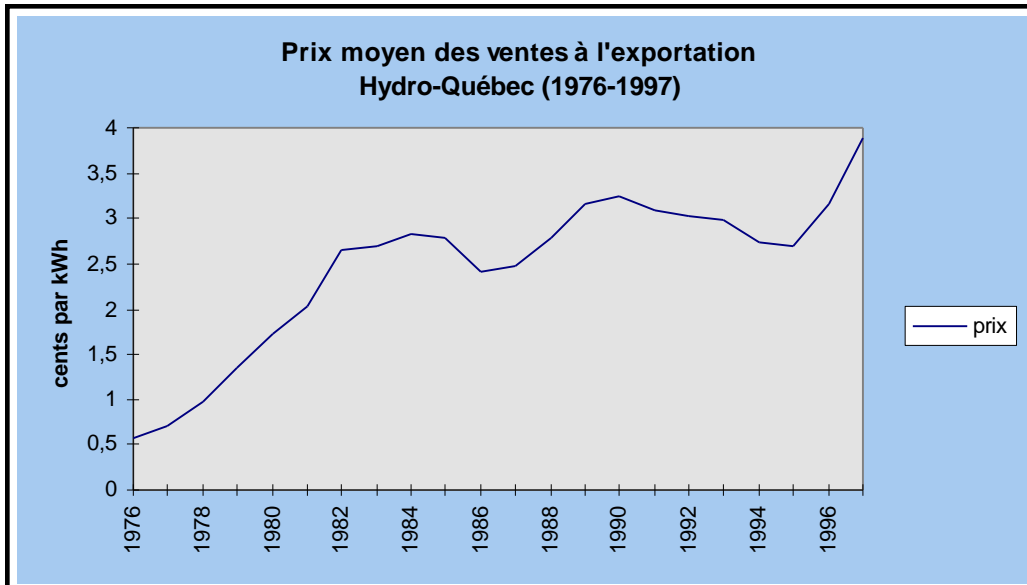
1997*: Hydro-Québec, *Rapport annuel*, 1997, page 68.

Graphique 4



Le graphique 5, ci-dessous, représente pour sa part l'évolution du prix moyen des ventes à l'exportation pour les années 1976 à 1997.

Graphique 5



Notons que la hausse subite du prix moyen des ventes en 1996 et 1997 est principalement attribuable à une forte dévaluation du dollar canadien, la majeure partie des ventes hors Québec étant conclues en dollars américains (près de 80% des ventes à l'exportation de 1996).

La comparaison des graphiques 4 et 5 qui précèdent nous permettra maintenant de comparer l'évolution des ventes à l'exportation et de leur prix moyen.

5.3.1 Relation entre le volume des ventes et leur prix moyen

Jusqu'en 1996, les fluctuations du dollar canadien face à la devise américaine n'ont généralement pas été aussi importantes et rapides que ce ne fut le cas par après. Ce facteur n'affectait donc pas le prix des exportations vers les états américains dans des proportions aussi grandes que celles, exceptionnelles, des années 1996 et 1997.

Aussi, il est intéressant de noter que le prix moyen des exportations a subi un recul de 1985 à 1988 ainsi que de 1993 à 1996 (graphique 5), des périodes pendant lesquelles le volume des ventes sur les marchés extérieurs étaient en forte hausse (graphique 4).

À l'opposé, le prix des exportations est reparti à la hausse à compter de 1988 jusqu'en 1991 (graphique 5), ce qui correspond précisément aux années pendant lesquelles

Hydro-Québec a dû réduire substantiellement ses ventes à l'exportation pour rétablir le niveau de ses réservoirs, les ventes à court terme étant presque totalement interrompues.

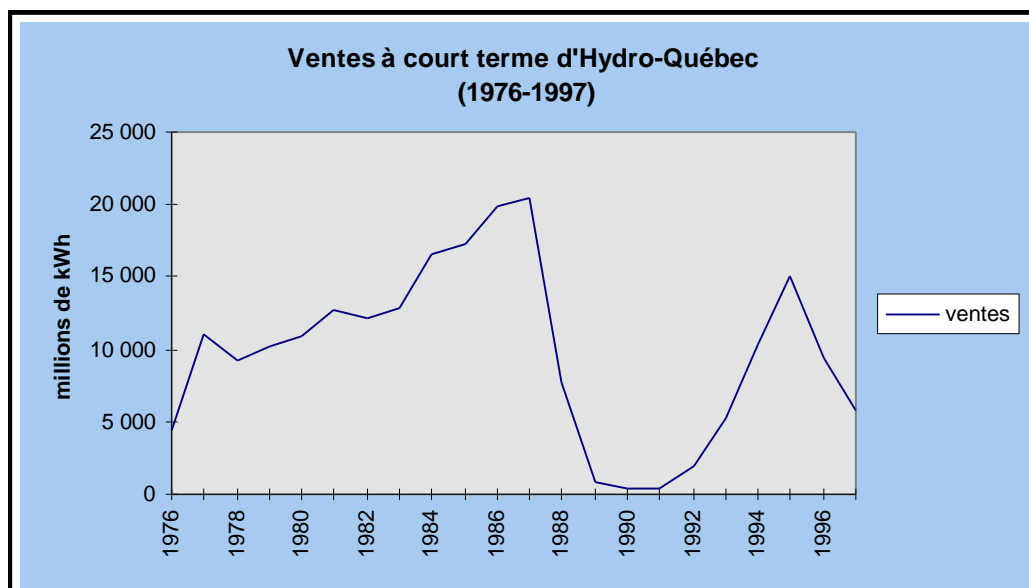
Les relations entre le volume des ventes à l'exportation et leur prix moyen sont cependant beaucoup plus difficiles à discerner avant 1984, d'une part parce que les prix de l'électricité connaissaient alors une croissance fulgurante sur tous les marchés et, d'autre part, parce que la société d'état disposait alors d'importants surplus énergétiques et d'une surcapacité de production.

5.3.2 Prix moyen des ventes régulières vs ventes à court terme

Lorsqu'on examine les statistiques d'exploitation divulguées par Hydro-Québec à la page 68 de son rapport annuel 1997 et qu'on divise le produit des ventes d'électricité hors Québec (en millions de dollars) par les ventes correspondantes (en millions de kilowattheures), on obtient une estimation relativement précise du prix obtenu pour chaque kWh vendu .

Si l'on applique ce calcul aux ventes hors Québec réalisées par Hydro-Québec de 1993 à 1997, on réalise rapidement que le prix obtenu par kWh pour les ventes régulières a été supérieur à celui des ventes à court terme pour toutes ces années, et ce, par une marge variant entre 19% et 36%. Il y a là une indication à l'effet que plus le volume des ventes à court terme est élevé en proportion de l'ensemble des ventes à l'exportation, plus le prix unitaire obtenu sur ces marchés est affecté à la baisse. Une représentation de l'évolution des ventes à court terme, prises isolément, devrait nous permettre de vérifier cette hypothèse si on la compare à l'évolution du prix moyen des exportations illustrée précédemment au graphique 5.

Graphique 6



5.3.3 Ventes à court terme et prix moyen des exportations

Le graphique 6 de la section précédente démontre que les ventes à court terme sur les marchés extérieurs ont été particulièrement importantes en 1984, 1985, 1986 et 1987 pour chuter radicalement dans les années suivantes et augmenter encore à partir de 1993 pour atteindre des niveaux élevés en 1994, 1995 et 1996.

Un retour au graphique 5 permet de constater que le prix moyen des exportations a régressé entre 1984 et 1988 ainsi qu'à partir de 1993 jusqu'en 1996. Ces périodes coïncident presque parfaitement.

Avec quelques calculs additionnels, on parviendrait à déterminer assez précisément dans quelles proportions les ventes à court terme ont contribué à la diminution du prix moyen des exportations pour ces périodes. Il s'agit assurément d'un facteur significatif bien que son incidence exacte sur les prix de vente doit être vérifiée davantage par la prise en compte de l'évaluation du dollar canadien pour ces mêmes années et la proportion des exportations destinée au marché américain.

L'exercice auquel nous nous sommes livrés dans le présent chapitre nous a permis d'éclaircir un certain nombre de paramètres qui concernent particulièrement les marchés dont Hydro-Québec espère tirer la majeure partie de la croissance future de ses ventes, à savoir le secteur industriel québécois et les marchés extérieurs.

- les prix de vente au secteur industriel québécois et à l'exportation sont nettement inférieurs à ceux des secteurs résidentiel et commercial et cet écart s'est accentué au cours des dernières années ;
- ces prix évoluent de façon plus capricieuse et imprévisible que ceux des secteurs résidentiel et commercial et régressent épisodiquement ;
- le volume des ventes régulières à l'exportation est demeuré relativement constant au cours des dix dernières années mais les ventes à court terme qui s'y ajoutent varient dans des proportions considérables ;
- le prix des ventes à court terme est significativement plus bas que celui des ventes régulières et l'augmentation du volume des ventes à court terme crée une pression à la baisse sur le prix moyen des exportations ;
- le prix moyen des exportations vers les états américains peut être affecté à la hausse par une dévaluation de notre dollar mais les gains ainsi réalisés sont anéantis par l'augmentation inversement proportionnelle du financement de la dette libellée en dollars américains à 50% (données de 1997) .¹⁷

¹⁷ Hydro-québec, 1997, *Rapport annuel*, page 41.

6. Développement des ressources hydroélectriques

Dans le cadre du Débat public sur l'énergie, le Ministère des Ressources naturelles du Québec a publié, entre autres documents, un cahier d'information intitulé « *La production d'électricité* ». Ce document regroupe de nombreuses informations fort utiles quant au potentiel hydroélectrique aménageable, au prix de revient et au coût unitaire total des différentes filières énergétiques, leurs délais respectifs de mise en service et leur compatibilité au réseau existant. Il s'agit d'informations précieuses auxquelles nous référerons régulièrement dans le présent chapitre.

6.1 Potentiel hydroélectrique aménageable

Le potentiel hydroélectrique résiduel techniquement aménageable est estimé à 250 TWh, ce qui correspond à environ 61 % du potentiel hydraulique global. À un facteur d'utilisation de 60%, équivalent au facteur de charge actuellement observé sur le réseau d'Hydro-Québec, cela représente environ 48 000 MW de puissance additionnelle.¹⁸

Évidemment, l'ensemble de cet impressionnant potentiel « techniquement aménageable » ne l'est pas nécessairement sur le plan économique. Cette évaluation plus poussée du potentiel économiquement aménageable doit de faire en fonction de nombreux critères :

- la croissance prévisible des besoins énergétiques du Québec
- le prix de revient et le coût unitaire total de chaque filière énergétique
- la compatibilité de chaque filière avec les besoins spécifiques à satisfaire en puissance et en énergie
- le maintien ou l'amélioration de la rentabilité des installations existantes
- la recherche du plus bas coût social ou du moindre impact des nouveaux investissements sur le coût moyen de production.

Une proportion importante de ce potentiel résiduel est situé dans des régions **très** éloignées, notamment celle de la Baie-de-Hannah et de la Baie-de-Rupert (56 TWh) et celle du Détroit d'Hudson et de la Baie d'Ungava (57,1 TWh). Le potentiel de ces deux régions est actuellement presque inexploité mais leur éloignement est tel que les investissements requis pour leur mise en exploitation seraient colossaux.

Les régions de la rive nord du Saint-Laurent à l'est du Saguenay (57,5 TWh) et celle de la Baie James et la Baie d'Hudson (37 TWh) disposent d'un potentiel résiduel important situé à proximité des lignes de transport existantes.¹⁹

¹⁸ Ministère des Ressources naturelles du Québec, 1995, *La production d'électricité*, cahier d'information du Débat public sur l'énergie, pages 27 et 28.

¹⁹ Idem, pages 28 et 29.

Environ 60 TWh parmi les 250 TWh constituant le potentiel résiduel « aménageable » sont situés sur des rivières déjà aménagées. Les sites les plus rentables de ces rivières ont cependant déjà été mis en exploitation.

Les grandes rivières représentent 62% du potentiel aménageable (155 TWh ou 29 500 MW), les rivières de moyenne envergure environ 22% de ce potentiel (70 TWh ou 13 200 MW) et le reste (16%) correspond au potentiel des rivières à plus faible débit. Le potentiel des centrales de 25 MW et moins est estimé à environ 1630 MW dont seulement le tiers ou la moitié pourrait être aménagé de façon économique (550 à 800 MW dont 200 MW sont déjà exploités).²⁰

Dans tous les cas, une portion seulement du « potentiel aménageable » pourrait, en pratique être exploité de façon économique.

6.2 Prix de revient et coût unitaire total

Les données réunies dans le tableau 10 ci-dessous sont tirées des pages 35, 39, 43, 47 et 51 du cahier d'information *La production d'électricité* publié en 1995 par le MRN dans le cadre du Débat public sur l'énergie. Nous y avons puisé certaines des informations les plus pertinentes pour obtenir un coup d'œil comparatif des avantages et inconvénients de différentes filières énergétiques... et éviter une énumération fastidieuse.

Tableau 10

Différentes filières énergétiques

<u>filière</u>	<u>prix de revient</u>	<u>coût unitaire total</u>	<u>emplois soutenus</u>	<u>mise en service</u>	<u>potentiel \$ revient</u>
Hydro - plus de 500 MW	4,5	4,8	5 700	8 ans	13 000 MW
Hydro - 25 à 500 MW - réserve	4,6	4,8	5 800	6 ans	2 500 MW
Hydro - 25 à 500 MW - fil de l'eau	4,9	5,1	6 400	4 ans	350 MW
Hydro - 25 mw et moins	4,2 à 5,2	5,0 à 6,0	4 300	2 à 3 ans	350 à 600 MW
Turbines à gaz	5,6	5,8	1 400	2 à 3 ans	

- prix de revient et coût unitaire total en cents / kWh
- emplois soutenus par les investissements en a.-p. / TWh
- potentiel \$ revient : partie du potentiel aménageable qui peut être développé au prix de revient
- coût d'intégration au réseau = différence entre coût unitaire total et prix de revient

²⁰ Ministère des Ressources naturelles du Québec, 1995, *La production d'électricité*, cahier d'information du Débat public sur l'énergie, pages 29, 36 et 44.

Les données du tableau 10 nous fournissent un certain nombre d'indications sur chacune des filières considérées. Certains éléments utiles à l'appréciation de chaque filière ne sont cependant pas mis en contexte et d'autres ne sont pas illustrés.

Ainsi, pour ce qui est des **projets de plus de 500 MW**, 45% du potentiel résiduel aménageable totalisant 29 500 MW peut être développé à un prix de revient d'environ 4,5 ¢ / kWh, soit 13 000 MW. Il demeure assez probable que le prix de revient des projets les plus avantageux puisse être inférieur à 4,5¢ à condition que leur développement ne requière pas de nouvelles lignes de transport et que leur mise en service permette d'optimiser l'usage d'autres installations déjà construites.

Parmi les **centrales hydroélectriques de moyenne envergure**, les projets les plus avantageux présentent plusieurs avantages. Environ 2500 MW de projets (15% du potentiel aménageable des rivières de moyenne envergure) ont un prix de revient comparable à celui des grands complexes, soit environ 4,6 ¢ / kWh. Ces projets profiteraient d'infrastructures existantes, d'un milieu organisé et de la proximité du réseau de transport.²¹ L'énergie additionnelle qu'ils fourniraient aurait également l'avantage de maximiser l'usage de certains des équipements de transport existants. Compte tenu de leurs coûts d'intégration particulièrement faibles, leur coût unitaire total est aussi avantageux que celui des plus grands projets. Enfin, le développement de cette filière soutient un nombre intéressant d'emplois (en a.-p. / TWh) et les délais de mise en service sont de deux ans plus courts que ceux des mégaprojets.

Les **centrales de moyenne envergure au fil de l'eau** sont intéressantes à certains égards : elles créent beaucoup d'emplois pour chaque TWh développé, ont des délais de mise en service plus courts (4 ans) offrant une plus grande flexibilité, et permettent de récupérer le potentiel résiduel de rivières déjà aménagées sans créer de nouveaux réservoirs. Par contre, leur prix de revient et leur coût unitaire total sont plus élevés que ceux des deux groupes précédents et, même à ce prix, très peu de nouvelle puissance (350 MW) peut être développée.

Les **centrales de 25 MW et moins** offrent des délais de mise en service relativement courts (2 à 3 ans) et les petites centrales au fil de l'eau sont considérées moins pénalisantes sur le plan environnemental que les grands projets. Mais, en contrepartie, la multiplication des écosystèmes affectés par les nombreux projets requis pour développer une puissance équivalente cause un tort considérable sur le plan de la biodiversité. Leur coût unitaire total est le plus élevé parmi les projets hydroélectriques et leurs coûts d'intégration au réseau est assez important (0,8 ¢ / kWh). De plus, l'existence d'un potentiel correspondant à la borne inférieure du prix d'achat n'est pas démontré selon le MRN²², de sorte que leur coût unitaire total devrait se situer à plus de 5,5 ¢ / kWh. Enfin, le potentiel résiduel aménageable à ce prix pourrait n'être en réalité que de quelques centaines de MW.

²¹ Ministère des Ressources naturelles du Québec, 1995, *La production d'électricité*, cahier d'information du Débat public sur l'énergie, page 36.

²² Idem, page 45.

6.2.1 Incidence du choix des filières sur le coût moyen

Les tarifs d'Hydro-Québec sont déterminés en fonction du coût moyen des installations. Cette réalité, reconnue par tous, reflète la nécessité d'assurer une juste répartition des coûts et des bénéfices entre les usagers.

Parlant du concept de coûts évités appliqué à l'évaluation de la rentabilité sociale des programmes d'économies d'énergie, Jean-Thomas Bernard écrivait :

(...) « *la tarification d'Hydro-Québec repose sur le coût moyen et son coût évité à la marge est plus élevé que ce coût moyen. Hydro-Québec perd de l'argent sur ses ventes additionnelles, mais elle n'en perd pas globalement puisque les sites développés dans le passé fournissent un interfinancement aux sites développés plus récemment. C'est l'écart entre le coût moyen et le coût évité à la marge qui permet à Hydro-Québec d'investir dans les économies d'énergie sans augmenter de façon significative les tarifs pour les autres consommateurs.* »²³

À propos du mode d'établissement des tarifs d'Hydro-Québec, les membres de la Table de consultation du Débat public sur l'énergie concluaient quant à eux :

« *les tarifs d'Hydro-Québec sont actuellement définis en fonction du coût moyen des installations. L'utilisation du coût marginal, recommandée par certains, n'est pas forcément justifiée économiquement. En pratique, elle conduirait à une augmentation des tarifs et des profits de l'entreprise. Il semble plus juste de continuer à définir les tarifs en fonction du coût moyen (...)* »²⁴

Le coût des nouvelles installations étant nettement plus élevé que le coût moyen du parc existant, l'ajout de capacité additionnelle pour satisfaire la demande actuelle (ou sa croissance appréhendée) influence à la hausse le coût moyen d'Hydro-Québec. Pour cette raison, l'existence de nouveaux besoins en puissance ou en énergie doit être démontrée.

De plus, le choix parmi les filières énergétiques disponibles doit se porter sur celles au coût unitaire total le plus faible possible pour limiter l'incidence des nouveaux équipements, lorsqu'ils sont requis, sur le coût moyen des installations.

6.2.2 Justification des nouveaux besoins

²³ Bernard, J-T, 1996, *Commentaires sur la production privée d'électricité au Québec*, rapport déposé à la Commission Doyon.

²⁴ Gouvernement du Québec, 1996, *Pour un Québec efficace*, Rapport de la Table de consultation du débat public sur l'énergie, page 106.

Dans son Plan stratégique 1998-2002, Hydro-Québec établit ses prévisions de la demande sur la base de ses objectifs de vente. Son raisonnement est le suivant :

- à ses ventes totales de 1997, 161 TWh, elle ajoute 6 TWh de « livraisons sur entente » et 13 TWh de pertes sur les réseaux (7,78%) pour des « besoins » totaux de 180 TWh ;
- elle prévoit une croissance de 14 TWh de ses ventes au Québec entre 1997 et 2002, une augmentation de 6 TWh de ses exportations (dont 90% de ventes sur de nouveaux marchés) et 2 TWh de pertes électriques additionnelles ;
- ces 22 TWh de nouveaux « besoins » porteraient ses besoins totaux à 202 TWh en 2002 (dont 15 TWh attribuables aux pertes sur les réseaux ou 8,02%).

En supposant que Hydro-Québec ne surévalue pas la croissance de la consommation québécoise, ni l'augmentation de ses exportations, ni le pourcentage des pertes électriques sur les réseaux, la satisfaction de l'ensemble de ces « besoins » de 202 TWh nécessiterait la disponibilité de 38 800 MW en puissance selon un facteur d'utilisation de 60%.

Selon notre évaluation (voir section 4.2), Hydro-Québec disposait déjà au 1^{er} janvier 1997 d'environ 37 084 MW de puissance installée sans compter ses moyens additionnels dont son réseau d'interconnexions d'une capacité simultanée de 6 400 MW (avant l'ajout d'une nouvelle interconnexion de 1000 MW avec l'Ontario). Sans même déployer sa réserve de puissance, Hydro-Québec était en surcapacité d'environ 2 500 MW pour satisfaire les « besoins » totaux de 180 TWh (34 560 MW avec un F.U. de 60%) .

Même en retenant le scénario de croissance optimiste d'Hydro-Québec et en supposant qu'elle préfère investir au coût marginal dans de nouvelles installations plutôt que de déployer ses moyens de réserve de puissance existants, la puissance installée additionnelle qui serait requise ne serait que de 1800 MW (38 800 moins 37 000) ou l'équivalent de 9,37 TWh.

Des **prévisions de croissance** de la consommation québécoise plus **modestes** pour la période 1997-2002, environ 10 TWh au lieu de 14, une simple pondération des exportations (surtout des ventes à court terme, dont l'incidence négative a été démontrée), environ 15 TWh au lieu de 20, et une juste évaluation des pertes électriques, environ 12,5 TWh (7%) au lieu de 15, nous amèneraient à des « **besoins** » **totaux**, tous marchés confondus + livraisons sur ententes + pertes, **de 190,5 TWh en 2002** (au lieu de 202 TWh), **ou 36 576 MW** de puissance disponible.

Aucun ajout de puissance additionnelle ne semble justifié dans les circonstances. Pour ce qui est des besoins en réserve énergétique, la filière de la petite production hydraulique ne peut y contribuer dans des proportions significatives (200 à 300 MW), même à un coût unitaire (5,5¢ / kWh) de 1¢ / kWh plus élevé que celui d'autres filières hydrauliques.

6.3 Intégration au réseau existant

6.3.1 Coûts d'intégration au réseau existant

Nous avons pu constater au tableau 10 de la section 6.2 que le coût unitaire total de la filière de la petite production hydraulique était passablement plus élevé que celui des autres types d'hydroélectricité. Les coûts élevés d'intégration au réseau existant des PCH (0,8¢ / kWh) sont responsables d'une bonne partie de ce coût unitaire total.

De plus, comme le démontre M. Gérald Roberge dans son rapport d'expertise présenté en annexe 2, « *les pertes, (...) pour des longueurs de circuit équivalentes, (sont) beaucoup plus importantes dans le réseau de distribution par rapport à celles du réseau de transport à moyenne et haute tensions.* » De sorte que « *l'on ne saurait conclure que les pertes seront plus faibles du fait qu'une petite centrale ne distribue son énergie que dans un rayon limité.* »

6.3.2 Réserve énergétique et réserve de puissance

À l'égard de la réserve de puissance requise, l'existence de nouveaux besoins à combler n'a pas été démontrée, comme nous avons pu le vérifier à la section 6.2.2.

Rien n'indique par ailleurs que la filière de la petite production hydraulique rencontre les critères applicables en cette matière ou constitue la ressource appropriée. Au contraire, « *(...) les centrales de petite et de moyenne envergure sont particulièrement dépendantes des fluctuations saisonnières du débit des cours d'eau, pour ce qui est des centrales au fil de l'eau. Cela signifie que l'on doit prévoir l'ajout d'équipements complémentaires afin de satisfaire la pointe de l'hiver et de contrebalancer les périodes de faible hydraulité.* »²⁵

Elles ne contribueraient donc pas plus adéquatement au maintien ou à l'amélioration de la réserve énergétique d'autant plus que les exportations discrétionnaires (court terme) des dernières années correspondent, à elles seules, à des quantités d'énergie de 5 à 10 fois supérieures à ce que pourraient produire annuellement 20 petites centrales de 15 MW chacune (300 MW installés ou 1,6 TWh de production annuelle).²⁶

²⁵ Gouvernement du Québec, 1997, *L'énergie au service du Québec*, page 46.

²⁶ AQPER, 1999, Mémoire présenté à la Régie de l'énergie, R-3410-98, page 16.

Quant à l'opportunité d'y avoir recours pour satisfaire l'appel de puissance en période de pointe, elles ne constituent pas une ressource appropriée. Jean-Thomas Bernard observait à ce propos :

« (...) la production privée souffre d'un désavantage par rapport aux TAG. Si Hydro-Québec n'a pas besoin de la production, elle n'opère pas les TAG, alors elle supporte le coût en capital mais non le coût d'opération. Il n'en est pas ainsi pour la production privée puisque les propriétaires ont besoin des revenus pour rencontrer leurs obligations. Ces équipements peuvent être considérés comme des « **must-run unit** » ou encore comme donnant lieu à des contrats de livraison ferme. Une fois qu'ils sont en place, ils opèrent et Hydro-Québec doit payer. »

Et, en ce qui concerne les moyens les plus adéquats pour assurer le soutien de court terme du réseau en réserve de puissance, il en arrivait au constat suivant :

« À mon avis, les échanges avec les voisins sont en général des moyens moins coûteux et beaucoup plus flexibles pour résoudre des problèmes de court terme. »²⁷

6.3.3 Coûts de transport et de distribution

La production additionnelle qui serait fournie par le secteur privé dans le cadre d'un programme de relance de la petite production hydraulique n'est pas exempte de coûts de transport pour le Distributeur. L'expertise de M.Gérald Roberge, en Annexe 2 , démontre au contraire que la gestion de ces charges comporte des coûts pour l'opérateur du réseau de transport puisque la stabilisation des paramètres du réseau et la garantie de qualité de la tension au point de livraison font partie des services ancillaires qu'il doit assumer par obligation.

De plus, dans la mesure où le principe d'un tarif de transport timbre-poste uniforme serait applicable à tous les clients du Distributeur, aucune production d'électricité acquise par le Distributeur ne saurait être exemptée de frais de transport. Cela provoquerait un déplacement d'une partie des revenus requis de Transénergie vers le reste des usagers du réseau et contreviendrait aux obligations que lui impose le règlement 659 à l'effet d'appliquer des tarifs de transport publiés et non discriminatoires pour l'accès à son réseau.

Enfin, même destinée à être consommée localement, l'électricité produite par les petites centrales subit des pertes appréciables et génère des coûts de distribution. Si l'on additionne tous ces coûts au prix initial d'acquisition d'environ 5,5¢ / kWh, on en arrive à des coûts complets qui dépassent probablement par plus de 1 ¢ le tarif résidentiel actuel d'environ 6¢ / kWh.

²⁷ Bernard, J-T, 1996, *Commentaires sur la production privée d'électricité au Québec*, rapport déposé à la Commission Doyon.

6.3.4 Des tarifs justes et équitables

Hydro-Québec étant encore en situation de surcapacité sur le plan de la puissance disponible, le développement de nouvelles capacités de production, même à un coût unitaire total de 4,5¢ / kWh, ne saurait se justifier économiquement si l'énergie additionnelle est destinée à être vendue sur les marchés d'exportations à environ 3,9 ¢ / kWh. Une telle opération provoque une augmentation injustifiée du coût moyen et elle ne peut être rentable sur le plan commercial à moins qu'une partie significative de ses coûts soient transférés dans la base tarifaire des clients réglementés.

Dans son expertise produite en Annexe 1, notre premier témoin expert, l'économiste Carmen Michaud, en arrive aux mêmes conclusions par le biais d'une analyse plus fondamentale des paramètres économiques applicables.

Les tarifs d'Hydro-Québec sont déterminés en fonction du coût moyen des installations et ces tarifs sont nécessairement affectés par les nouveaux investissements à un coût unitaire plus élevé. Si le développement de puissance additionnelle n'est pas requis pour satisfaire la demande actuelle ou prévisible, la Régie doit signaler au gouvernement que la simple modération des exportations à court terme, particulièrement en période de pointe de la demande, est plus profitable économiquement que la production de nouveaux kWh, même à un coût de 4,5 ¢. En ajoutant le coût de transport présumé applicable de 1,15¢ / kWh au prix initial de 4,5¢, la nouvelle énergie développée pour l'exportation, revendue à un prix de 3,9 ¢, générerait des pertes de 1,75 ¢ / kWh, ou 17,5 M de dollars par TWh vendu.

La Régie est le seul organisme qui dispose de pouvoirs exclusifs en matière de réglementation du secteur électrique. Elle seule peut modérer l'avidité du gouvernement si son appétit de dividendes l'incite à faire des choix mal fondés économiquement, injustifiés sur le plan énergétique ou préjudiciables sur le plan de l'équité tarifaire. Elle doit se rappeler en quels termes les participants du Débat public sur l'énergie réclamaient sa création et l'implantation du régime réglementaire actuel :

« (...) le système de réglementation en vigueur au Québec dans le secteur de l'électricité fait l'objet de vives critiques (...) qui ont été reprises par un grand nombre d'intervenants lors du Débat public sur l'énergie. On reproche au processus actuel de ne pas permettre un véritable examen des demandes de modification tarifaire (...), de ne pas favoriser une authentique participation du public, et surtout, de placer le gouvernement en conflit d'intérêt potentiel, puisque l'État-défenseur de la collectivité peut être tenté, dans ses décisions, de privilégier les intérêts de l'État-actionnaire (...) »²⁸

²⁸ Gouvernement du Québec, 1996, *Pour un Québec efficace*, Rapport de la Table de consultation du débat public sur l'énergie, page 33.