

CET - 78 M
C.G. - SECTEUR
ENERGETIQUE

Développons notre industrie électrique



Association
de l'industrie électrique
du Québec



Association
de l'industrie électrique
du Québec

**Sécurité énergétique
et prospérité : une perspective
dynamique pour le Québec**

**Mémoire de l'AIEQ
à la Commission de l'économie et du travail**

**À l'occasion de la consultation publique sur la sécurité et
l'avenir énergétiques du Québec**

11 janvier 2005

TABLE DES MATIÈRES

Sommaire exécutif.....	1
Présentation de l'AIEQ.....	3
Introduction.....	4
1. Investir d'abord en efficacité énergétique.....	5
1.1 Les transports.....	5
1.2 L'enveloppe thermique des bâtiments.....	6
1.3 Le chauffage de l'eau et de l'espace.....	7
1.3.1 Vers un recours sélectif au chauffage aux combustibles.....	7
1.3.2 À la recherche du plus bas coût social.....	9
1.4 Le financement des mesures d'efficacité énergétique.....	10
2. Asservir le prix de l'électricité au développement durable.....	11
2.1 Les inconvénients de l'électricité à bas prix.....	11
2.2 Vers une tarification au coût marginal.....	12
2.3 Vers des stratégies de tarification évoluées.....	13
2.4 Gérer la fine pointe pour améliorer la sécurité.....	14
3. Allier sécurité énergétique et prospérité.....	16
3.1 Accroître la marge de manœuvre.....	16
3.1.1 Financer la sécurité énergétique par le commerce.....	16
3.1.2 Saisir l'occasion.....	18
3.2 Optimiser le bouquet énergétique.....	19
3.3 La grande hydraulique.....	19
3.3.1 La filière de choix.....	19
3.3.2 La réhabilitation des équipements et les gains de production.....	20
3.4 L'éolien.....	20
3.4.1 Développons l'éolien en tandem avec l'hydraulique.....	22
3.4.2 Affectons l'éolien au service de la réserve énergétique.....	22
3.4.3 Laissons les producteurs privés développer la filière éolienne.....	23
3.4.4 Choisissons les sites des futurs parcs éoliens en fonction de leur qualité technico-économique.....	23
3.5 La petite hydraulique.....	24
3.6 Le thermique.....	24
3.7 Le nucléaire.....	25
3.8 Le solaire thermique.....	26
3.9 La production distribuée.....	26
3.10 Comparer les filières sur la base du coût complet.....	27
3.10.1 Internaliser le coût des impacts environnementaux.....	28
3.10.2 Reconnaître la valeur de la prévisibilité.....	29
3.10.3 Éviter la distorsion créée par les subventions.....	30
4. Corriger le cadre réglementaire.....	30
4.1 Le relèvement du prix de l'électricité patrimoniale.....	31
4.2 La planification à long terme.....	31
4.3 Les améliorations au réseau de transport.....	33
5. Rendre la répartition des ressources plus transparente.....	34

Sommaire exécutif

L'AIEQ salue l'initiative de la commission parlementaire et espère qu'elle débouchera rapidement sur une stratégie énergétique mobilisatrice et durable pour le Québec.

L'AIEQ propose une stratégie dynamisante pour mettre nos ressources en énergies renouvelables au service de la prospérité et du mieux-être de l'ensemble des Québécoises et des Québécois.

La sécurité énergétique passe avant tout par la rationalisation de l'usage des différentes formes d'énergie. L'AIEQ préconise une approche globale de l'efficacité énergétique et propose une série de mesures dans plusieurs sphères d'applications.

L'électricité à bon marché, relativement aux prix pratiqués dans les juridictions voisines du Québec, est en contradiction avec les objectifs en matière d'efficacité énergétique. L'AIEQ préconise un relèvement graduel du prix de l'électricité patrimoniale de façon à ce qu'il se rapproche à terme du coût marginal à long terme. La cible devrait être établie en fonction de ce coût marginal et des prix pratiqués dans les marchés voisins, moins un escompte pour conserver un certain avantage aux consommateurs québécois. L'AIEQ estime que le gouvernement devrait demander à la Régie de proposer un indice approprié pour établir la cible du prix de l'électricité patrimoniale, et de tenir cet indice à jour par la suite. L'AIEQ propose aussi une série d'autres stratégies tarifaires pour favoriser les économies d'énergie et gérer la demande de pointe.

L'AIEQ reconnaît le besoin de relever notre marge de sécurité énergétique. Elle propose de financer cette marge et de créer de la richesse en exploitant les occasions d'affaires qui se présentent maintenant sur le marché libéralisé de l'électricité. Le commerce de l'électricité avec les réseaux limitrophes est un gisement de richesses exceptionnel qu'il est important d'exploiter maintenant. L'AIEQ estime que nos partenaires potentiels feront appel à des solutions alternatives souvent plus polluantes si nous n'occupons pas la place de choix que notre potentiel d'énergie renouvelable et nos grands réservoirs nous destinent à prendre sur ces marchés.

L'AIEQ privilégie l'accroissement d'un parc de production d'énergie renouvelable de source diversifiée, au sein duquel l'éolien tient une place importante aux côtés de l'hydroélectricité. Elle recommande aussi de recourir à des filières complémentaires telle la co-génération chaque fois qu'elles peuvent contribuer à mieux exploiter la filière renouvelable dans une perspective de sécurité et de prospérité.

L'AIEQ demande d'enchaîner les projets requis de manière à en maximiser les retombées économiques structurantes pour l'industrie électrique. Il importe d'éviter les goulots d'étranglement ainsi que les interruptions destructrices de savoir-faire. En ce sens, maintenir à long terme la capacité de vendre et d'exporter le savoir-faire et les produits québécois est également un vecteur de création de richesse collective.

L'AIEQ estime que le MRN et HQD doivent comparer les options énergétiques sur la base de leur coût complet, y compris des coûts externes. Pour ce faire, l'AIEQ propose de mieux tenir compte du coût des impacts environnementaux dans le coût de toutes les formes d'énergie et de reconnaître la valeur de la prévisibilité des coûts à long terme.

L'AIEQ réclame pour HQP un mandat sans équivoque axé sur la création de la richesse. HQP doit avoir les coudées franches pour accomplir ce mandat de création de richesse. L'AIEQ s'oppose donc à son ré-assujettissement de HQP à la Régie de l'Énergie.

Eu égard au développement économique régional, l'AIEQ propose de remplacer l'actuelle subvention implicite aux grandes entreprises par des subventions explicites. Cette approche plus transparente favoriserait une meilleure allocation des ressources et des meilleurs choix collectifs.

Pour emporter l'adhésion des parties prenantes au développement énergétique, l'AIEQ insiste sur la nécessité de les faire participer à ses bénéfices et de mieux les illustrer dans l'opinion. Par exemple, ayant constaté que Kyoto est mobilisateur pour le Québec mais qu'il représente un défi de taille considérant que sa production d'électricité génère moins de 0,5% des GES, une partie des bénéfices du développement hydroélectrique pourrait être aiguillée vers le transport en commun, sachant que le transport est responsable de 39% des GES. Ainsi, on pourrait montrer qu'il est possible de concilier l'environnement, la société et l'économie lorsque les enjeux sont présentés dans leur juste perspective.

Présentation de l'AIEQ

Créée en 1916, l'Association de l'industrie électrique du Québec (AIEQ), un organisme à but non lucratif, regroupe un grand nombre d'entreprises liées, de près ou de loin, au domaine de l'électricité : producteurs d'énergie, entrepreneurs, installateurs, fabricants d'équipements, sociétés de génie-conseil, etc. Avec un chiffre d'affaires annuel de l'ordre de 11 milliards de dollars, le secteur de l'électricité contribue largement à l'économie québécoise. Présents partout au Québec, les membres de l'Association participent à l'enrichissement collectif et à la vitalité économique de toutes les régions de la province. L'Association regroupe quelques 140 entreprises membres et représente une main-d'œuvre de plus de 40 000 personnes.

À titre d'intervenant majeur dans ces domaines, l'AIEQ a pour mission d'être le porte-parole de l'industrie électrique au Québec ; de contribuer au développement de ses membres, à la promotion de leurs intérêts par des initiatives de concertation et de représentation ; et finalement d'encourager l'utilisation rationnelle des ressources dans une perspective de développement durable.

Ses interventions se sont toujours faites dans un souci d'assurer la sécurité énergétique du Québec. Devant la Régie de l'énergie, l'AIEQ a participé aux audiences sur la sécurité énergétique du Québec et s'est exprimée sur le Plan global d'efficacité énergétique (ci-après PGEÉ) d'Hydro-Québec Distribution (ci-après HQD), sur son plan d'approvisionnement, ainsi que sur les causes tarifaires. L'AIEQ s'intéresse aussi aux projets de centrales hydroélectriques qui peuvent avoir un impact sur l'industrie et sur l'ensemble de la population québécoise. Au cours des dernières années, elle s'est exprimée devant le BAPE sur les projets hydroélectriques de Toulmoustou, Péribonka, Rapide-des-Cœurs/Chute-Allard, Mercier ainsi que Magpie. L'AIEQ s'intéresse aussi aux autres filières de production d'électricité, comme en témoigne son appui au projet éolien des monts Copper et Miller, au projet de cogénération de Trans-Canada Énergie à Bécancour, au projet de centrale à turbine à gaz à cycle combiné (TGCC) du Suroît et au projet de réfection de la centrale nucléaire de Gentilly-2. L'AIEQ est donc un acteur de premier plan dans les débats entourant l'énergie au Québec.

Introduction

Le débat en 2003-2004 autour du projet de centrale du Suroît, puis celui autour de la sécurité énergétique devant la Régie de l'Énergie, ont mis en relief un paradoxe fondamental dans notre paysage énergétique : comment un État aussi richement doté en ressources renouvelables que le Québec a-t-il pu se retrouver dans une impasse énergétique en 2002, au point de devoir envisager une centrale thermique et de devenir, en 2004, un importateur net d'électricité?

Ce douloureux constat doit sonner le réveil d'une société en train de s'endormir, bercée par l'illusion d'un riche patrimoine hydraulique dans un monde figé quelque part dans les années 1980. La croissance soutenue de la demande, la déréglementation du marché de l'électricité, Kyoto et la Paix des Braves sont autant d'appels au changement. Ils nous invitent à reprendre en main les leviers qui nous avaient permis de vivre une période de prospère quiétude énergétique, en dépit des importants chocs pétroliers des années 1970.

Section 1 – La croissance soutenue de la demande au cours des dernières années met en relief l'importance des efforts à consentir en matière d'**efficacité énergétique**. L'AIEQ préconise une approche universelle et équitable pour toutes les formes d'énergie, et propose des moyens pour améliorer l'efficacité énergétique dans les transports, le bâtiment et le chauffage.

Section 2 – L'actuelle politique de **prix à bon marché** cautionne le gaspillage de l'électricité et décourage les investissements en efficacité énergétique. L'AIEQ recommande un relèvement du prix de cette énergie polyvalente, assorti de mesures tarifaires et d'une gestion dynamique de la demande afin de ralentir la croissance de la fine pointe.

Section 3 – L'interruption du développement hydroélectrique au cours des années 1990 a conduit le Québec de l'abondance à l'inquiétude sur la sécurité des approvisionnements. L'AIEQ propose une stratégie prévoyante visant à augmenter la **marge de manœuvre** et la réserve énergétique, et de valoriser nos atouts exceptionnels en matière énergétique à travers le commerce de l'électricité avec les réseaux limitrophes.

Section 4 – Le **cadre réglementaire** de l'électricité mis en place à partir de 1997 ne favorise pas la planification à long terme du développement électrique. L'AIEQ appelle à des mesures qui permettront de corriger les lacunes de cette réforme tout en conservant ses acquis.

Section 5 – Chacun des usages de l'électricité doit être apprécié à l'échelle de la valeur qu'ils créent pour la collectivité. L'AIEQ souhaite que l'électricité soit utilisée de façon à maximiser sa valeur et la richesse créée au bénéfice de l'ensemble des Québécois. Un nouveau **partage des bénéfices** du développement énergétique s'avère incontournable pour rendre *désirable* tout projet qui est déjà *souhaitable*.

1. Investir d'abord en efficacité énergétique

Avant toute chose, l'efficacité. Qu'il s'agisse de sécuriser nos approvisionnements ou de protéger notre environnement, les mesures d'efficacité énergétique et d'économie d'énergie sont des incontournables dans toute stratégie de développement durable. Il est cependant nécessaire d'analyser tous les usages que nous faisons des diverses formes d'énergie, nos habitudes de consommation et leurs impacts sur notre milieu de vie. Pour atteindre les résultats recherchés, nous devons dégager un ensemble cohérent de mesures et de comportements responsables.

Le débat public en 2003-2004 sur le Suroît et les émissions de gaz à effet de serre (ci après GES) a surtout porté sur la production d'électricité. C'est là une vision tronquée du problème. Il faut apprécier ces questions dans une perspective plus large, qui comprend l'ensemble des sources d'énergie (fossiles, nucléaire et renouvelables) et l'ensemble de ses utilisations (résidentiel, agricole, commercial, industriel, transports).

Cette perspective d'ensemble permet d'identifier les combinaisons source d'énergie-utilisation d'énergie qui recèlent les meilleurs gisements d'économie d'énergie et les meilleures occasions de réduire les GES et la pollution. On voudra s'attaquer, en premier lieu, aux combinaisons pour lesquelles un dollar investi pour modifier un équipement ou une structure produira le meilleur rendement.

1.1 Les transports

Au Québec, les transports sont la plus importante (39%) source de GES et de pollution atmosphérique. Le problème des GES est surtout dans le transport, pas dans la production d'électricité.

Par exemple, le rapport de la Commission de consultation sur l'amélioration de la mobilité entre Montréal et la Rive-Sud a révélé que les engorgements que l'on vit actuellement en période de pointe sur le réseau autoroutier contribuent significativement aux émissions de GES, notamment dans la région métropolitaine. Le désengorgement de cette circulation, notamment à travers le parachèvement de l'autoroute 30, contribuerait à réduire les émissions de GES. Le recours accru à des systèmes de transport en commun électriques, comme les autobus électriques ou les tramways, ferait de même. La réalisation de tels projets majeurs d'infrastructure est bien sûr une question de moyens, qui font toujours défaut.

L'AIEQ soumet que les bénéfices qu'Hydro-Québec tirerait d'une orientation d'ouverture plus franche envers l'exportation d'électricité, et qui seraient remis au gouvernement, pourraient être affectés en partie au financement de ces projets par l'entremise d'un fonds dédié. Associer l'exportation d'électricité à une cause « verte » comme la réduction des GES dans le transport pourrait avoir une valeur pédagogique. Ainsi nous ferions d'une pierre deux coups.

De plus, l'exportation d'électricité de source hydraulique ou éolienne du Québec vers nos voisins déplacerait de l'électricité produite à partir de gaz ou de mazout, qui peuvent fournir une énergie cyclable. Cela réduirait la pollution aérienne et les pluies acides qui nous viennent de ces voisins.

1.2 L'enveloppe thermique des bâtiments

Dans la perspective du consommateur, les investissements en efficacité énergétique dans le logement (construction selon la norme Novoclimat ou R-2000, thermostats électroniques, géothermie, meilleure isolation, etc.) permettent de réduire les dépenses d'énergie pendant les mois de chauffage. Par exemple, pour construire une résidence neuve selon la norme Novoclimat, il faut ajouter environ 4000 \$ à 6000 \$ au prix de 170 000 \$, soit de deux à trois pour cent. En contrepartie, le propriétaire de cette maison économisera 16 000 \$ en dépenses énergétiques après 25 ans.¹ Selon l'Agence de l'efficacité énergétique, une maison construite selon la norme Novoclimat permet des économies de chauffage d'au moins 25%.

Dans une perspective sociale, ces investissements permettent non seulement d'économiser l'énergie et de ralentir la croissance de la demande, mais aussi et surtout de réduire la demande de pointe hivernale. Or, c'est précisément cette demande saisonnière qui coûte cher à desservir : elle requiert le surdimensionnement du réseau de transport; elle entraîne aussi la mise en ligne de centrales destinées à servir la demande saisonnière, comme celle de Tracy (mazout).

Quelle que soit la source d'énergie utilisée pour le chauffage, il faut utiliser cette source efficacement. De meilleures normes d'isolation des maisons constituent un passage obligé. Si toutes les maisons construites au Québec depuis cinq ans l'avaient été selon la norme Novoclimat, c'est l'équivalent de 50 000 maisons de moins que le Québec aurait à chauffer aujourd'hui.² Or, dans les faits, à peine 412 maisons ont été certifiées selon cette norme en 4 ans. Ce résultat pitoyable traduit plusieurs problèmes. Il y a certes le désintérêt des acheteurs de maisons à l'égard de l'efficacité énergétique. Mais on ne doit pas non plus taire la réticence des entrepreneurs en construction à s'engager envers une norme exigeante. Cette réticence est selon nous symptomatique d'un problème plus large de qualité dans l'industrie de la construction résidentielle.³ Il faut dire que la prévalence de la sous-traitance dans l'industrie de la construction complique l'exercice des recours lorsqu'une construction neuve échoue au test visant à obtenir la certification Novoclimat.

En avril 2004, le gouvernement a mis en place un groupe de travail qui a pour mandat de réviser la réglementation en efficacité énergétique des bâtiments du Québec. Or, le calendrier de ce groupe de travail prévoit que la nouvelle réglementation ne sera mise en place qu'en janvier 2007, et que les économies d'énergies subséquentes à cette réglementation ne sont budgétées qu'à partir de la fin de 2010. Pour l'AIEQ cet horizon

¹ Protégez-vous, janvier 2005, page 10.

² Ibid

³ Ibid

est trop lointain. La norme Novoclimat existe déjà, il faut y accroître l'adhésion, tout en aidant les entrepreneurs à s'y conformer.

L'AIEQ recommande l'extension de la norme Novoclimat, y compris l'inspection de la construction, à l'ensemble de la nouvelle construction résidentielle, tout en adaptant le processus de certification de façon à tenir compte des modèles d'affaires prévalant dans l'industrie de la construction.

1.3 Le chauffage de l'eau et de l'espace

Une idée fréquemment entendue dans le débat énergétique au Québec est à l'effet de favoriser la substitution du chauffage électrique par du chauffage direct au gaz ou au mazout. Les défenseurs de cette proposition invoquent l'efficacité supérieure des combustibles dans la production de la chaleur, par comparaison à du chauffage électrique où l'électricité est produite à partir de combustibles. C'est une thèse défendue notamment par GazMétro et les distributeurs de mazout. Hydro-Québec réplique que le coût effectif pour le consommateur qui se chauffe à l'électricité reste avantageux, notamment en raison des coûts supérieurs d'acquisition, d'installation et d'entretien des équipements de chauffage aux combustibles. En arrière plan de ce débat on aperçoit la concurrence que se livrent Hydro-Québec, GazMétro et les distributeurs de mazout pour le marché de la chauffe au Québec.

1.3.1 Vers un recours sélectif au chauffage aux combustibles

Actuellement, 93% de l'électricité consommée au Québec provient de sources hydrauliques. Mais le débat sur la sécurité énergétique nous fait prendre conscience que notre potentiel hydroélectrique n'est pas illimité et que tôt ou tard nous en atteindrons la limite. Nos devons alors nous résoudre à recourir à l'électricité de source thermique pour le chauffage, lequel compte déjà pour près de 70% de la consommation domestique. Face à des coûts de conversion que d'aucuns trouvent déjà trop élevés pour les logements existants, il sera alors trop tard pour faire marche arrière.

Comme le démontre le tableau suivant tiré de l'Avis sur la sécurité énergétique de la Régie de l'énergie, la production de chaleur à partir de gaz naturel émet moins de GES par GWh que la production de chaleur à partir d'électricité—lorsque celle-ci est elle-même produite à partir de sources fossiles.

Tableau B-8 : Taux d'intensité d'émission selon les sources de chauffage

Options de chauffage	GES t/GWh	NO _x kg/GWh	SO ₂ kg/GWh	Particules kg/GWh	COV kg/GWh
Chauffage en direct par combustion (taux d'efficacité)					
Mazout léger (78 %)	348	212	403	7,2 - 14	7
Gaz naturel (82%)	219	173	0 - 4	7,2 - 14	11
Bois : poêle efficace avec catalyseur (80%)	0	245	50	2 495	97
Chauffage à l'électricité selon l'origine de la production					
Hydroélectricité (patrimonial)	8 (CO ₂)	24	42	nd	nd
Cogénération : projet TCE, émissions nettes	353	-11	-168	24	7
Le Suroît, cycle combiné efficace	346	45	9	17	6
Importations de New-York et de Nouvelle-Angleterre (moyenne de 2000)	427 (CO ₂)	671	1 801	nd	nd

Note : nd = non disponible
Source : Régie de l'énergie

L'hydroélectricité devient un bien de plus en plus précieux. L'AIEQ estime qu'il y a lieu d'orienter certaines nouvelles constructions vers le chauffage aux combustibles ainsi que de favoriser la conversion du chauffage de l'eau vers le gaz.

Pour les nouveaux bâtiments commerciaux et institutionnels, dans le résidentiel multi-logement, de même que dans les résidences individuelles les plus grandes, l'AIEQ estime que ces types de nouvelles constructions devraient être poussées vers le chauffage au gaz – à moins qu'elles ne soient munies de pompes à chaleur aérothermiques ou géothermiques qui offrent un rendement de chauffage à l'électricité bien supérieur.

Dans le parc immobilier existant, là où le réseau gazier existe déjà, la conversion des chauffe-eau au gaz, qui est possible sans l'ajout de cheminée, est plus facile à réaliser que le chauffage des locaux, lequel nécessite des conduits de ventilation. Mais dans ce cas, c'est au distributeur de gaz qu'on donne le choix. Alors que HQD doit servir tous les consommateurs, GazMétro peut choisir ceux qui lui sont rentables. C'est un biais que le législateur devrait revoir pour éviter la distorsion actuelle, lequel ne découle pas uniquement de la politique de l'électricité à bas prix.

Les nouveaux systèmes de chauffage au gaz et au mazout sont significativement plus efficaces que le parc existant d'équipements de chauffage par combustible. Néanmoins, l'accroissement du recours au gaz ou au mazout pour le chauffage entraînerait une prolifération des sources d'émission de polluants atmosphériques comme le NO_x et le

SO2. Les propriétaires de résidences n'entretiennent pas nécessairement leurs brûleurs et leurs fournaies avec la régularité requise pour limiter les émissions. Le recours accru au gaz et au mazout risque alors d'accroître les émissions de polluants.

Pour éviter cet effet pervers, il faut assurer un entretien régulier des fournaies et brûleurs de combustibles, de même que le remplacement des fournaies vétustes et moins performantes par des modèles modernes plus performants. Cela permettrait d'améliorer l'efficacité de ce mode de chauffage et, par le fait même, de réduire les émissions de polluants. Si on veut déplacer du chauffage électrique par du gaz ou du mazout, alors il faut rendre obligatoire l'entretien des fournaies, voire le remplacement des fournaies vétustes dont l'efficacité est tombée en deçà d'un seuil jugé acceptable.

Rappelons que la SAAQ, dans le domaine du transport routier, peut obliger des propriétaires à mettre leurs véhicules vétustes à niveau, voire les retirer de la route, afin de protéger la sécurité des autres utilisateurs de la route. Cette approche réglementaire pourrait aussi s'appliquer aux fournaies vétustes, afin de protéger l'atmosphère.

1.3.2 À la recherche du plus bas coût social

L'AIEQ estime que l'objectif doit être de minimiser le coût social du chauffage peu importe la forme d'énergie. À cette fin, l'AIEQ recommande de corriger deux distorsions qui faussent actuellement la comparaison des formes d'énergie pour la chauffe.

La tarification au coût marginal ou au coût moyen

L'électricité est vendue sur la base du coût moyen, tandis que les prix du gaz et du mazout évoluent en fonction des cours mondiaux, donc en fonction du coût marginal. Si l'on veut minimiser le coût social, il faudrait tenir compte du coût marginal des approvisionnements en électricité, dans les comparaisons inter-filières. Ce coût marginal est d'environ le double du coût moyen.

Les impacts environnementaux et leur mitigation

Le prix de l'électricité comprend déjà le coût des mesures de mitigation des impacts environnementaux des aménagements hydroélectriques, lesquelles sont assumées par HQP. Il comprend également la partie du coût des mesures d'efficacité énergétique qui est défrayée par Hydro-Québec Distribution (HQD), roulée dans la base tarifaire réglementée, puis transférée de façon transparente aux consommateurs. En revanche, les prix du gaz et du mazout de chauffage ne tiennent pas compte du coût environnemental des émissions de GES et de polluants atmosphériques. Le prix du gaz comprend le coût du PGEE de GazMétro, tandis que le prix du mazout n'inclut aucun coût relié à l'efficacité énergétique; l'industrie du mazout n'étant pas réglementée comme celles du gaz et de l'électricité. Cette situation pose un problème d'équité et introduit une distorsion dans les prix relatifs des formes d'énergie, ainsi que l'a souligné Jean-Marc Carpentier dans son avis.⁴

⁴ Jean-Marc Carpentier, avis d'expert, novembre 2004, page 13.

Dans une perspective de concurrence équitable, l'AIEQ estime que le coût des mesures d'efficacité énergétique s'appliquant à toutes les formes d'énergie, y compris le mazout de chauffage, devrait être internalisé dans le prix de ces formes d'énergie.

Ces redevances pourront notamment servir à financer des mesures d'efficacité énergétique comme le remplacement des brûleurs et fournaies vétustes, les moins efficaces et les plus polluants, par des équipements modernes.

De plus, on pourrait envisager de compenser les GES additionnels découlant de la substitution dans le chauffage par une partie des gains réalisés dans le transport et, à fortiori, dans un transport en commun électrifié.

1.4 Le financement des mesures d'efficacité énergétique

Il existe au moins trois façons de financer les mesures d'efficacité énergétique :

Financement privé par le consommateur – Le consommateur défraie l'ensemble du coût d'un investissement et perçoit les bénéfices privés en termes de réduction de ses dépenses en énergie. La collectivité perçoit des bénéfices diffus en termes de réduction d'émissions de CO₂ et de ralentissement de la croissance de la demande d'électricité, donc du coût marginal d'approvisionnement. La réglementation et le signal de prix sont les moyens privilégiés pour pousser les consommateurs au comportement souhaité.

Financement par l'ensemble des consommateurs de cette forme d'énergie – Un distributeur en situation de monopole comme HQD ou GazMétro cotise l'ensemble de ses clients pour financer des programmes d'efficacité énergétique qui bénéficieront à une fraction de ceux-ci. Parmi l'ensemble des consommateurs, certains ont déjà investi pour réduire leur consommation, d'autres investiront en raison de l'aide financière, et d'autres n'investiront jamais faute de liquidités. Les PGEE de HQD et GazMétro reposent sur ce mode de financement.

Financement social – Le gouvernement du Québec ou du Canada ou les deux subventionnent les consommateurs à même leurs revenus généraux. Une partie du coût des mesures d'efficacité est donc refile à l'ensemble des contribuables, quel que soit le type ou la quantité d'énergie qu'ils consomment. Une partie du financement de l'AEE provient de subventions des gouvernements du Québec et du Canada.

Tout en conservant la part de financement provenant de l'ensemble des consommateurs d'une forme d'énergie et des gouvernements, l'AIEQ recommande qu'une plus grande part du financement des mesures d'efficacité énergétique provienne des consommateurs eux-mêmes. Un signal de prix et une réglementation appropriés sont des outils puissants permettant d'amener les consommateurs à faire les investissements souhaités.

2. Asservir le prix de l'électricité au développement durable

Après plus de cinq années de gel tarifaire, la Régie a autorisé le Distributeur à hausser ses tarifs en 2004. Puisque l'indice des prix à la consommation a progressé de 11,8 % entre 1999 et 2004 (en supposant un taux d'inflation de 1,1 % pour l'année 2004), et que les tarifs du Distributeur n'ont crû que de 4,45 % pour la même période, les Québécois paient, en dollars constants, moins cher leur électricité aujourd'hui qu'il y a cinq ans. À l'échelle nord-américaine, seuls les tarifs d'électricité de Manitoba Hydro et, pour certaines catégories de clients, de BC Hydro sont inférieurs à ceux du Distributeur en date du 1er avril 2004.⁵ En dépit de la hausse tarifaire demandée par HQD pour 2005, les consommateurs québécois continueront de bénéficier de tarifs parmi les plus bas en Amérique du Nord.

En dépit des efforts à consentir en matière d'efficacité énergétique, les besoins en électricité vont continuer d'augmenter. La surconsommation tire le coût marginal d'approvisionnement à la hausse et peut, à la limite, mettre en péril la sécurité énergétique. Développer de saines habitudes de consommation et destiner l'électricité aux applications qui généreront les meilleurs retours pour nous et pour ceux qui suivent, voilà une stratégie pour préserver un patrimoine enviable.

Comment favoriser l'investissement en efficacité énergétique ? Comment protéger notre patrimoine enviable contre l'érosion produit par l'inflation de la demande ? Dans l'esprit du développement durable, il faut considérer tous les coûts rattachés à nos choix – y compris ceux associés à la politique actuelle consistant à vendre l'électricité à bon marché. Il ne saurait y avoir de stratégie de développement durable sans un signal de prix approprié.

2.1 Les inconvénients de l'électricité à bas prix

L'actuelle politique de prix inférieurs au cours du marché décourage la recherche, le développement et l'émergence de sources d'énergie alternatives. Elle décourage les investissements en efficacité énergétique et perpétue l'illusion collective que le Québec dispose encore d'une énergie abondante et bon marché. Elle reflète une certaine complaisance envers le gaspillage d'électricité, biaise les choix de filière et contraste avec les discours vertueux en faveur de l'efficacité énergétique.

Les bas tarifs d'électricité profitent surtout aux grands consommateurs: domestiques, commerciaux, institutionnels ou industriels. Parmi les clients industriels, il s'agit des industries énergivores dont la rentabilité au Québec dépend essentiellement de la faiblesse du prix de l'électricité. Parmi les clients domestiques, il s'agit des consommateurs possédant les plus grandes maisons chauffées à l'électricité. Sous prétexte d'une politique sociale visant à aider les pauvres, la société québécoise accorde en fait une subvention implicite à ses membres les plus fortunés.

⁵ HQD, Stratégie tarifaire, HQD-13, document 1, page 6.

La politique actuelle de prix faibles laisse la rente du sol entre les mains des consommateurs d'électricité. Si cette rente était plutôt acheminée vers le gouvernement, par l'entremise du dividende d'Hydro-Québec ou de redevances sur la force hydraulique, elle profiterait davantage aux segments de la population plus particulièrement visés par l'action gouvernementale, soit les régions et les couches moins nanties de la population.

Il faut faire fructifier notre patrimoine, pas le gaspiller. En Alberta, terre riche en pétrole, les consommateurs paient leur carburant au prix du marché. Ils n'achètent pas l'essence à rabais sous prétexte qu'ils en possèdent de grandes réserves. L'électricité, comme le pétrole, est un bien précieux. Les retombées du pétrole pour l'Alberta sont de 7 à 8 milliards \$ par année. Si toute l'électricité produite au Québec était vendue au prix des marchés voisins, les retombées seraient du même ordre.

2.2 Vers une tarification au coût marginal

Ce sont les coûts moyens qui servent à établir le niveau des tarifs d'électricité. Le coût moyen de fourniture augmente graduellement à mesure que les approvisionnements post-patrimoniaux, dont le coût est estimé à 6,1 ¢/kWh⁶, s'ajoutent au volume patrimonial (2,79 ¢/kWh). Cette approche appelée « blend-in » permet d'éviter les chocs tarifaires. Or, comme la consommation a été en 2004 à peu près égale au volume patrimonial, cela prendra de nombreuses années avant que le coût moyen de production ne soit significativement relevé.

Pour refléter la vraie valeur de la ressource et afin que les prix puissent mieux jouer leur rôle de guide dans l'allocation des ressources, l'AIEQ recommande que le prix du bloc patrimonial d'électricité (165 TWh) se rapproche des véritables coûts marginaux à long terme.

En faisant abstraction ici des écarts dans le coût du service spécifique aux différentes catégories de consommateurs ainsi qu'à l'interfinancement entre celles-ci, le prix au détail de l'électricité devrait représenter la somme du coût marginal des approvisionnements post-patrimoniaux (6,1 ¢/kWh, indexé à l'inflation), du coût moyen de transport (1,4 ¢/kWh) et du coût moyen de distribution (1,3 ¢/kWh) pour un total au détail d'environ 8,8 ¢/kWh.

Les prix au détail devraient ainsi évoluer graduellement et de façon prévisible vers une cible légèrement inférieure aux prix qui sont pratiqués dans les marchés limitrophes du Québec, de façon à préserver un léger avantage concurrentiel aux entreprises québécoises. Cette cible pourrait être fixée d'après un indice composite construit à partir des prix pratiqués sur les marchés voisins, lesquels reposent en partie sur le cours du gaz

⁶ Tel qu'il est indiqué à la page 30 du document R-3519-2004 HQD-1, document 1, le coût évité (marginal) de fourniture et de transport est dorénavant établi sur la base de la valeur économique qui découle des résultats de l'appel d'offres de 2002 pour les premiers contrats d'approvisionnement. Ce coût est de 6,1 ¢/kWh indexé à l'inflation pour le long terme et les coûts de transports pris en compte ne concernent que les coûts d'intégration des nouvelles centrales de production au réseau principal de transport de même que le renforcement du réseau principal de transport requis pour transporter ce kilowattheure.

naturel, moins un escompte de dix pour cent par exemple. À titre de point de référence, le prix de détail aux consommateurs résidentiels était de 9,42 ¢/kWh à Moncton, de 9,65 ¢/kWh à Toronto et de 18,26 ¢/kWh à Boston en mai 2003.

Tout en préconisant un relèvement des prix, l'AIEQ souhaite éviter un choc tarifaire. Elle préconise donc une transition graduelle vers la situation cible, qui pourrait s'étendre sur cinq ans. L'important est d'indiquer aux consommateurs la cible vers laquelle les prix vont tendre afin qu'ils puissent s'y adapter dans leurs décisions d'investissement.

2.3 Vers des stratégies de tarification évoluées

La croissance du coût marginal d'approvisionnement découle de la croissance de la demande, qui oblige HQP et les producteurs privés à recourir à des sources d'approvisionnement de plus en plus chères ou de plus en plus éloignées dans le Nord. Ralentir la croissance du coût marginal, c'est d'abord ralentir la croissance de la demande.

En plus de rehausser graduellement le prix de l'énergie patrimoniale en direction du coût marginal, l'AIEQ souhaite que le Distributeur, le MRN et la Régie fassent davantage appel à des stratégies tarifaires évoluées, aptes à donner aux consommateurs un signal de prix plus clair et d'en inciter un plus grand nombre à adopter des mesures d'efficacité énergétique. L'étude par la Régie des structures tarifaires du Distributeur, laquelle a été reportée au dossier tarifaire 2005-2006⁷, devrait donner lieu à un examen approfondi de trois stratégies.

Tarification saisonnière – HQD a jusqu'à présent refusé de poursuivre l'expérimentation d'un tarif saisonnier, invoquant l'expérience du tarif horo-hebdo-saisonnier DH auprès de 450 clients, au début des années 1990, laquelle s'est avérée non-concluante. Or, depuis ce temps, plusieurs distributeurs d'électricité à travers le monde ont adopté des tarifs saisonniers,⁸ de sorte que l'AIEQ estime qu'HQD aurait avantage à revoir le potentiel d'un tel tarif en tant que moyen d'inciter les consommateurs à investir afin de réduire leur facture énergétique. Par exemple, un tarif saisonnier peut être conçu de façon à accroître le prix de l'électricité durant les mois de chauffage et le diminuer durant les autres mois de façon à garder inchangés la facture du consommateur et le revenu du distributeur, ceteris paribus. Signalons que la Electricity Conservation & Supply Task Force (ECSTF), créée par le gouvernement de l'Ontario, a récemment recommandé de faire un usage plus intensif de la structure tarifaire à des fins d'efficacité énergétique.⁹

Tarification par paliers – Plusieurs catégories de consommateurs paient l'électricité sur la base d'une combinaison d'une redevance d'abonnement, d'un tarif pour l'énergie (ou

⁷ D-2004-64, R-3492-2002

⁸ Gouvernement de la République d'Irlande, Commission for Energy Regulation, « Electricity Tariff Structure Review: International Comparisons -- An Information Paper » CER/04/101 March 2004

⁹ Electricity Conservation & Supply Task Force (ECSTF), « Tough Choices: Addressing Ontario's Power Needs », Final Report to the Minister, January 2004, p.39

deux, quand il existe deux paliers) et d'un tarif pour la puissance. Eu égard au tarif domestique (D), une hausse tarifaire pourrait porter surtout sur le second palier, lequel touche uniquement les consommateurs qui chauffent à l'électricité. En contrepartie, le prix de la redevance quotidienne pourrait baisser.

Tarification horaire – Cette forme de tarification consiste à hausser le tarif durant les heures de consommation de pointe et de le baisser durant les heures hors-pointe. Son but est d'inciter les consommateurs à déplacer une partie de la consommation vers les heures hors-pointe et ainsi ralentir la croissance de la demande de pointe. Pour mettre en pratique une tarification horaire, il faut installer un compteur capable de mesurer la consommation selon l'heure du jour. Dans les nouvelles constructions, c'est faisable, mais le remplacement des compteurs existants entraînerait des coûts de radiation d'actifs considérables. L'AIEQ estime qu'une telle stratégie de tarification pourrait être efficace uniquement auprès des consommateurs qui entrevoient pouvoir réaliser des économies significatives en déplaçant dans le temps une partie de leur consommation. L'AIEQ recommande donc de développer un programme de tarification horaire, sur une base d'adhésion volontaire, à l'intention de la clientèle générale et industrielle dont le volume de consommation est suffisant pour justifier le coût du remplacement du compteur.

Tarif bi-puissance – Le tarif bi-énergie (BT), tout en contribuant à l'atténuation de la pointe, a favorisé la pénétration du chauffage à l'électricité. En matière de fine pointe, il conviendrait plutôt d'élaborer un tarif bi-puissance qui permettrait d'effacer momentanément une partie de la puissance appelée pour le chauffage. Suite à l'épisode du grand verglas, pour des motifs sécuritaires, plusieurs consommateurs se sont dotés d'appareils de chauffe sécuritaires tels les foyers au gaz et les poêles efficaces à biomasse ou à combustibles fossiles.

2.4 Gérer la fine pointe pour améliorer la sécurité

La sécurité de l'approvisionnement en énergie électrique inclut aussi la capacité de livrer la puissance appelée en tout temps. HQP et TransÉnergie doivent dimensionner le parc de production et le réseau de transport en fonction de la demande de fine pointe, celle qui s'avère la plus coûteuse à desservir. Selon la courbe des puissances classées, 11,7% de la puissance maximale appelée, soit 3601 MW, n'est appelée que 100 heures par année, soit 1,15 pour cent du temps (8760 heures)¹⁰. Ainsi l'effacement de 14% de la fine pointe (500 MW / 3601 MW) permettrait de ralentir la croissance de la demande de l'équivalent d'une année moyenne (500 MW), d'où des économies substantielles en termes d'investissements. À titre de point de référence, 500 MW équivaut à la charge d'une grosse aluminerie ou encore à la charge totale créée par l'ensemble des lumières de Noël brillant un soir de décembre; 2000 MW, c'est la capacité de transport d'une ligne 735 kV. Quand on connaît le coût économique et environnemental d'une ligne additionnelle, on comprend facilement l'intérêt de gérer la fine pointe.

Hydro-Québec Distribution passe déjà, avec des grands consommateurs industriels, des contrats de puissance interruptible en vertu desquels le client s'engage à ne pas utiliser

¹⁰ Décret # 1277-2001

une certaine puissance pendant certaines périodes, à la demande du Distributeur. Ce type de contrat permet de réduire la charge sur le réseau de 560 MW à l'occasion des périodes de demande de fine pointe.¹¹ Le prix minimal pour lequel les clients acceptent de participer à l'option d'électricité interruptible était de 30 ¢/kWh en 2004. Ce prix donne une mesure du coût évité de la puissance à la fine pointe.

Dans son Avis sur la sécurité énergétique, la Régie invite HQD à mettre en place auprès des consommateurs un cadre pour atténuer la fine pointe de la demande.¹² De son côté, Gaétan Lafrance précise que « Toutes les compagnies (d'électricité) utilisent aussi la gestion de charge comme moyen complémentaire pour assurer la sécurité du réseau ».¹³

Certaines mesures d'économie d'énergie peuvent produire un effet pervers à l'égard de la fine pointe. Ainsi, l'abaissement pendant la nuit et les périodes d'inoccupation de la température dans les locaux chauffés à l'électricité entraîne le recours à la pleine capacité de chauffage installée pendant les pointes quotidiennes. Il serait donc souhaitable de développer des pratiques pour profiter de l'inertie thermique des locaux et ainsi éviter d'accentuer la fine pointe.

Avec les avancées technologiques en matière de contrôle des circuits électriques à distance, via Internet ou par réseau cellulaire, il serait maintenant possible pour HQD de contrôler l'alimentation de circuits électriques individuels chez un client commercial, institutionnel ou résidentiel. Par exemple, un propriétaire de chalet absent les jours de semaine pourrait remettre à HQD le contrôle de son chauffage électrique pendant ses absences. Un propriétaire d'une résidence bien isolée, dotée d'une bonne inertie thermique, pourrait accepter de renoncer au chauffage électrique sur certains circuits pendant une heure. L'interruption d'un nombre limité de circuits pendant de brefs moments, chez des milliers de clients, sur une base tournante, permettrait d'effacer une partie de la fine pointe de la demande.

Tandis que les mesures purement tarifaires reposent sur l'action facultative des consommateurs, les contrats d'électricité interruptible permettent à HQD de véritablement gérer la charge. Le chauffage des locaux et de l'eau représente plus du tiers de la pointe maximale totale. Il serait donc intéressant d'étendre l'option d'électricité interruptible aux petits et moyens consommateurs pour ralentir la croissance de la fine pointe. Ceux-ci passeraient des contrats-types avec HQD spécifiant les conditions sous lesquelles ils sont prêts à subir une interruption du courant sur les circuits électriques de leur choix. L'installation de l'équipement servant à effectuer ce contrôle à distance serait à la charge des clients. En contrepartie, HQD leur achèterait l'interruption de courant à un prix fixé par la Régie de l'Énergie.

L'AIEQ recommande au gouvernement de mandater HQD et l'Agence de l'efficacité énergétique pour développer un tarif de puissance interruptible élargi pour freiner la croissance de la fine pointe de manière à préserver la marge de manœuvre.

¹¹ Approvisionnements additionnels et stratégie, HQD-3, document 3, demande R-3550-2004, tableau 1.2

¹² Régie de l'Énergie, avis A-2004-01, section 3.3 sur la gestion de la demande.

¹³ Gaétan Lafrance, avis d'expert au ministre, page 6.

L'ingénieur A. Goyette propose d'autres façons de moduler la charge industrielle : « Jusqu'à présent nous n'avons considéré que la modulation de la production pour répondre au rythme des marchés. Mais pourquoi ne pas moduler la charge? Certains procédés industriels pourraient être pourvus de piles tampons, leur charge modulée en fonction des marchés. Il pourrait en être de même pour les charges thermiques couplées à des réservoirs thermiques. Il faudra alors mettre au point de nouveaux types de tarification et de nouveaux outils de gestion de la charge. »¹⁴

Dans le même esprit, il serait souhaitable de pouvoir aussi compter dans la réserve théorique, une partie de la puissance des groupes électrogènes de relève dont les hôpitaux et certaines industries disposent pour garantir leur alimentation en cas de panne du réseau.

3. Allier sécurité énergétique et prospérité

3.1 Accroître la marge de manœuvre

Même le programme d'efficacité énergétique le plus ambitieux et la politique tarifaire la plus adroite ne pourraient effacer qu'une partie de la demande additionnelle.

Depuis une quinzaine d'années, le Québec a connu des apports hydrauliques inférieurs à la moyenne historique. Par ailleurs, l'expérience récente nous a placé dans le scénario mi-fort d'augmentation de la demande.

Dans son avis sur la sécurité énergétique, la Régie recommande que HQP dépose auprès d'elle une proposition pour hausser la marge de manœuvre.¹⁵ Dans son avis d'expert, l'économiste Pierre Fortin soutient que la marge de sécurité énergétique actuelle s'avère insuffisante pour assurer notre sécurité énergétique. Il recommande de le porter de 10 à 20 TWh et de payer pour cette marge de manœuvre accrue en augmentant les exportations d'électricité. L'AIEQ appuie cette vision.

La création d'une marge de manœuvre plus grande constitue une stratégie prudente qui, de surcroît, présente un potentiel commercial attrayant pour le Québec lui permettant de concilier l'environnement, la société et l'économie.

3.1.1 Financer la sécurité énergétique par le commerce

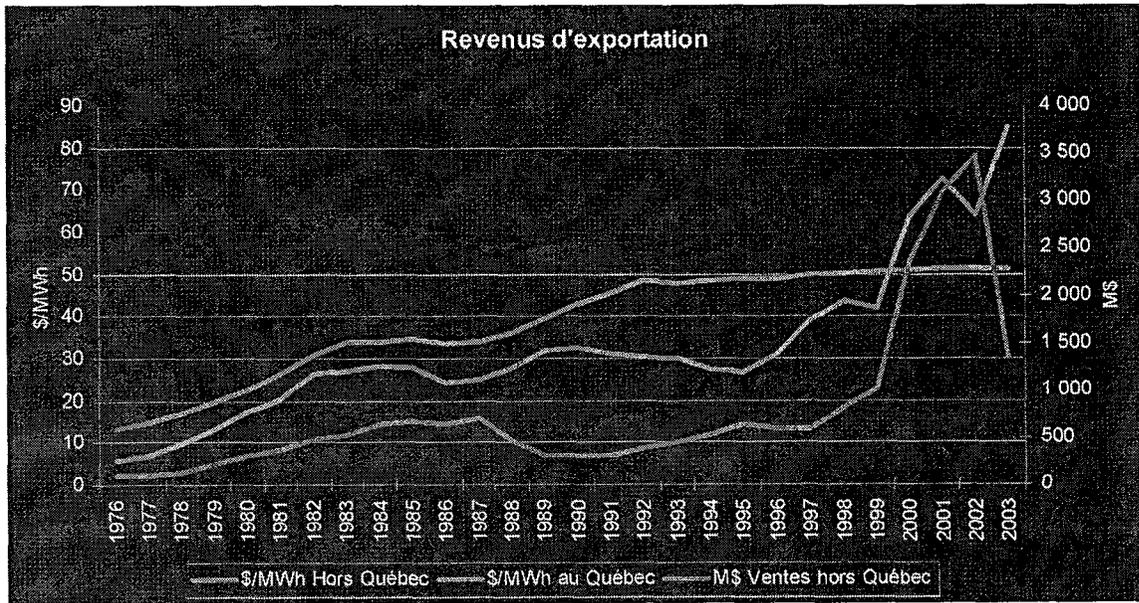
Le graphique 1 illustre l'évolution des revenus, en \$ par mégawatheure, tirés des ventes d'électricité. La mise en place de la nouvelle réglementation, concomitante avec l'ouverture des marchés de gros à l'échelle continentale, a fait exploser la rentabilité des ventes hors Québec. Elle est venue amplifier les gains réalisables, grâce à nos immenses réservoirs qui nous permettent de stocker l'énergie et la vendre au bon moment.

¹⁴ André Goyette, revue CHOC de l'AIEQ, juin 2004. On peut consulter le texte de l'article à http://www.aieq.net/CHOC_WEB/chocjuin/php/pageAffich.php?page=8

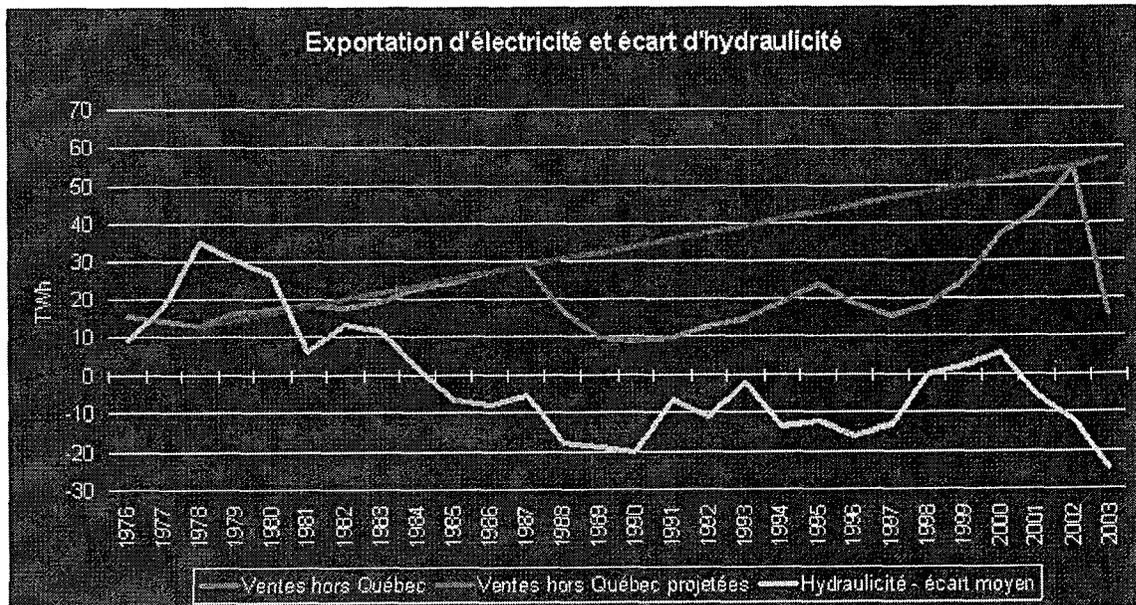
¹⁵ Régie de l'Énergie, Avis sur la sécurité énergétique, recommandation numéro 7.

Le graphique 2 montre le potentiel de revenus perdus en raison de l'effritement de notre marge de manœuvre. Il indique la nécessité d'un changement de stratégie.

Graphique 1



Graphique 2



Source : revue CHOC, publication de l'AIEQ, juin 2004.

Toutefois, en bon gestionnaire de portefeuille, il faut savoir doser l'espérance de gain avec le risque. Les projets hydroélectriques requièrent en général des investissements colossaux. Les garanties financières exigées pour leur financement peuvent être obtenues

à l'aide de contrats de ventes fermes d'électricité hors Québec ou en plaçant l'électricité auprès d'industries énergivores, en autant que le prix couvre le coût de revient marginal. C'est cette stratégie visionnaire qui a permis au Québec d'intégrer de fortes tranches de puissance à son réseau avant que la demande interne ne les justifie. Elle a permis d'amortir les coûts des investissements requis, de générer une activité économique importante et de constituer le patrimoine enviable dont nous disposons aujourd'hui.

Toutefois, le devancement du développement énergétique aujourd'hui apparaît moins monumental que dans les années 1970. Alors que le complexe de la Baie James représentait un ajout de près de 50% au parc de production existant au début des années 1970, le projet de complexe sur La Romaine (1500 MW) représente moins de 4% de la capacité actuellement installée. Les tranches de puissances à développer sont donc relativement moins importantes que dans le passé, ce qui réduit d'autant le risque associé au devancement du développement. Par ailleurs, les délais de réalisation ne se sont pas raccourcis pour autant, et les aléas (hydraulicité et demande) sont du même ordre que les tranches de puissance à développer. Pour ces raisons, le devancement du développement reste dans les proportions des aléas.

S'il y a un risque pour la sécurité des approvisionnements, il vaut mieux être du bon côté. Si le développement se réalise en sus des marges requises à l'horizon de sa mise en service, alors on peut considérer placer une partie de la production à l'aide de contrats de ventes fermes, même dans un marché libéralisé.

Dans les années 1970, le coût de revient de la Baie James paraissait aussi élevé que celui d'un grand projet contemporain comme La Romaine (8 ¢/kWh). Pourtant, en rétrospective, la décision de devancer le développement hydroélectrique par rapport au rythme de la demande intérieure s'est révélée éminemment rentable. En adoptant une vision stratégique à long terme, il est ainsi possible de financer notre sécurité avec les revenus du commerce de l'électricité. Il n'en tient qu'à nous d'investir maintenant pour que nos successeurs puissent profiter comme nous des décisions éclairées de leurs prédécesseurs. L'avenir, en termes énergétiques, c'est aujourd'hui!

3.1.2 Saisir l'occasion

Les juridictions voisines du Québec, notamment l'Ontario, doivent toutes subvenir à des besoins énergétiques croissants. Pas plus que le Québec n'ont-elles accès à des sources d'approvisionnements à la fois fiables et bon marché. L'électricité québécoise, produite à partir d'une combinaison de ressources hydrauliques et éoliennes, devrait donc continuer d'être compétitive sur le marché du gros du Nord-Est du continent.

En offrant une source d'énergie propre, renouvelable et à l'abri des soubresauts du Moyen-Orient, le Québec peut offrir à ses partenaires commerciaux, en Ontario et dans le Nord-Est des États-Unis, une alternative viable à l'énergie de source thermique. Mais nous devons prendre position sur ces marchés avant qu'ils ne soient accaparés par des concurrents. Les distributeurs planifient leurs approvisionnements en examinant les options réellement disponibles, pas les velléités. Nos hésitations stratégiques pourraient

fort bien pousser nos clients potentiels à se tourner vers d'autres options, sans doute plus polluantes. Il faut saisir l'occasion pendant qu'elle se présente.

3.2 Optimiser le bouquet énergétique

Chaque filière de production d'électricité possède des qualités et des limites qui lui sont propres. Que ce soit en termes de disponibilité, de délais d'acquisition, de facteur d'utilisation ou de coûts, chaque filière nous expose à des risques différents. Pour atténuer le risque d'approvisionnement global, l'AIEQ préconise le recours à une combinaison de sources d'énergies. Certes l'AIEQ privilégie les sources d'énergie renouvelables, mais elle reconnaît aussi la pertinence de filières complémentaires comme le thermique et le nucléaire, qui permettent d'accroître la sécurité énergétique et de valoriser les réservoirs.

3.3 La grande hydraulique

3.3.1 La filière de choix

La filière hydraulique possède des qualités remarquables qu'il importe de rappeler.

Renouvelable – La force hydraulique ne se tarit pas.

Propre – Comme les autres énergies renouvelables et comme le nucléaire, l'hydroélectricité ne produit presque pas de GES et n'émet pas de polluants atmosphériques (NO_x, SO₂).

Modulable – Grâce aux réservoirs, la filière hydraulique convient à la fois aux besoins de base et aux besoins en pointe. Elle permet aussi de compenser l'instabilité inhérente à la production éolienne.

Compétitif – En dépit de la hausse du coût de revient des nouveaux aménagements (Tounustouc à 5 ¢/kWh par exemple; La Romaine à 7,5 ¢/kWh (\$2015) par rapport au coût des projets des années 1960 et 1970 (LG2 à 1,58 ¢/kWh¹⁶), les nouveaux projets demeurent compétitifs par rapport aux sources alternatives comme la cogénération (6 ¢/kWh à Bécancour, sujet à la fluctuation du prix du gaz) ou l'éolien (6,5 ¢/kWh plus intégration plus équilibrage).

Prévisible – Une fois fait l'investissement initial, le coût de revient de la production hydraulique est stable à long terme. L'histoire de l'humanité ne rapporte pas de chocs affectant le prix de l'hydroélectricité, comme c'est le cas pour les hydrocarbures.

Autonome – Comme toutes les autres énergies renouvelables, l'hydroélectricité n'est pas sujette aux aléas de la politique internationale.

¹⁶ Source : HQP, étude d'impact sur Eastmain-1A

Structurante pour l'économie québécoise – Au cours des dernières décennies, les investissements pour la construction, le transport et la distribution d'hydroélectricité ont permis de créer un savoir-faire reconnu et une industrie québécoise de l'électricité capable de répondre non seulement aux besoins domestiques et mais aussi active à l'exportation. L'AIEQ compte les fleurons de cette industrie parmi ses membres. Par ailleurs, le développement hydroélectrique a permis d'ouvrir l'accès à des plans d'eau et de rivières auparavant inaccessibles; par exemple, les rivières La Grande ou Manic sont maintenant des hauts lieux de chasse, de pêche et de canotage. Le développement hydroélectrique favorise donc souvent le développement récréo-touristique.

Pour ces raisons, l'AIEQ estime que la filière hydraulique doit demeurer la filière de choix au Québec.

3.3.2 La réhabilitation des équipements et les gains de production

Le parc de production hydroélectrique de HQP est assujéti à un programme d'entretien majeur à tous les 25 ans environ. Pour assurer la pérennité et la fiabilité du parc, chaque équipement subit une mise à niveau qui lui donne une deuxième vie.

L'opération dure de 6 à 9 mois, période pendant laquelle le groupe n'est pas disponible. C'est l'occasion de profiter des avancées technologiques dans le domaine hydroélectrique pour rehausser les performances et le rendement des équipements.

En plus d'un gain de rendement allant de 1 à 5 %, on réussit à obtenir des machines plus souples, capables de fournir une puissance maximale plus élevée. C'est à la fois plus d'énergie et plus de puissance pour suivre les fluctuations de la charge et assurer l'équilibrage requis par l'éolien. Comme on turbine la même quantité d'eau, on peut dire qu'il s'agit là d'une forme d'efficacité énergétique à la source.

Le programme de réhabilitation des équipements requiert un effort soutenu de la part de HQP et de l'industrie électrique. Il s'agit d'éviter de créer des goulots d'étranglement en entreprenant trop de projets de réhabilitation en même temps. On recherchera plutôt un programme qui fasse un bon usage des ressources humaines disponibles, et qui permette de maintenir et de développer les compétences dans la durée. L'AIEQ souhaite donc qu'HQP établisse un calendrier pour son programme de réhabilitation qui tienne compte de ces contraintes et considérations. Pour étaler les projets de réhabilitation dans le temps, il pourrait être nécessaire d'en devancer certains et d'en reporter d'autres.

3.4 L'éolien

La filière éolienne correspond en tous points au principe du développement durable. Elle est renouvelable et n'occasionne aucune pollution atmosphérique lors de son exploitation.

Renouvelable et propre, l'énergie de source éolienne forme avec la filière hydraulique (avec retenue) une combinaison gagnante. Elle prend appui sur la capacité de la filière hydraulique de stocker l'énergie dans des réservoirs, lesquels acquièrent du coup une image écologique. En même temps, la production éolienne permet d'épargner l'eau dans

les réservoirs, et de la soutirer quand la charge locale augmente ou quand les prix à l'exportation atteignent des sommets. Les deux filières sont encore plus complémentaires, sur une base saisonnière, du fait que « les vents sont plus forts et l'air est plus dense en hiver, alors que la demande d'électricité du Québec est maximale et que les apports d'eau sont au minimum. »¹⁷

La construction d'un parc éolien ne requiert qu'environ 48 mois, incluant le processus d'autorisation, tandis que l'aménagement d'un grand complexe hydraulique requiert au moins 96 mois et facilement dix ans. La construction de parcs éoliens représente donc une façon plus rapide d'accroître la réserve énergétique et éventuellement d'augmenter les exportations d'électricité.

Avec le dernier contrat entre HQP et SkyPower, pour 6,0 ¢/kWh, la filière éolienne se montre de plus en plus compétitive. Comme la technologie n'a pas encore atteint sa maturité, on peut s'attendre à ce que les progrès futurs exercent une pression à la baisse sur le prix.

La production de source éolienne comporte plusieurs avantages précieux, mais aussi des limites qu'on ne saurait ignorer.

Une fois qu'un parc éolien est construit, son coût de revient est stable dans le temps, en autant que le vent soit stable à long terme. Toutefois, en raison des avancées technologiques récentes dans le domaine de la production éolienne (augmentation de la puissance nominale des aérogénérateurs à 3 MW), des connaissances encore parcellaires sur la localisation et la richesse des gisements éoliens au Québec, et du caractère relativement récent de cette filière au Québec, il est encore difficile de prévoir avec un bon degré de confiance la productivité en énergie et donc le coût de revient unitaire des futurs parcs éoliens. L'expérience de l'exploitant du parc Le Nordais en témoigne : le facteur d'utilisation (FU) observé depuis sa mise en service en 1999 se situe à 16,5%, alors qu'il s'attendait à 26,5%. D'ici à quelques années, avec l'amélioration des relevés, les prévisions seront meilleures. Bref, l'industrie de la production éolienne en est encore à son enfance (au Québec) et il serait imprudent de se laisser emporter par l'engouement actuel pour cette filière. C'est pourquoi il est aussi important que les producteurs transigeant avec HQD continuent d'assumer le risque de variabilité du FU, comme c'est le cas dans le premier appel d'offres.

Intermittente par nature, la production de source éolienne est donc adaptée pour répondre à nos besoins en énergie, mais pas ceux en puissance. Cette limitation peut cependant être atténuée si on répartit les parcs éoliens sur le territoire, ce qui permet de minimiser la variabilité des apports éoliens.

Le caractère intermittent de la production éolienne représente une source d'instabilité pour un réseau de transport. Plus ce réseau de transport est interconnecté, plus il peut absorber cette instabilité. Dans le cas du réseau québécois, qui est moins interconnecté que de petits réseaux européens comme celui du Danemark, la puissance éolienne

¹⁷ Régie de l'Énergie, Avis sur la sécurité énergétique, page 92.

nominale pourrait au maximum équivaloir à 10% de la capacité totale installée. On parle donc, d'ici une décennie, d'un maximum d'environ 4000 MW de puissance éolienne installée. Bref on est encore loin de la contrainte et il n'y a pas lieu d'ergoter sur cet enjeu.

L'impact visuel des éoliennes se compare à celui des lignes de transport. On n'imagine pas encore l'impact visuel de centaines de pylônes de 70 à 80m de haut. À l'instar de l'expérience européenne, le développement éolien risque de provoquer des réactions de rejet (« pas dans ma cour ») dans les régions touchées, à plus forte raison dans les régions touristiques (notamment les bords de mer et du fleuve où les vents sont favorables à leur installation). Déjà certaines restrictions sont imposées à l'implantation d'éoliennes sur le territoire, comme en fait foi la nouvelle réglementation de la MRC Côte de Gaspé.¹⁸

Parce que nous en sommes à nos premières expériences d'implantation majeures pour cette filière et que nous comptons sur elle pour un bloc important à la fois de puissance et d'énergie, l'AIEQ estime qu'il faut disposer d'une capacité de relève à travers une marge de manœuvre élargie. Comme nous l'avons vu précédemment, cette assurance pourrait s'autofinancer à travers le commerce avec les réseaux voisins si la réserve en question se transforme en surplus lorsque l'éolien livrera ses promesses.

3.4.1 Développons l'éolien en tandem avec l'hydraulique

Le coût de l'énergie éolienne est fortement conditionné par les coûts d'intégration au réseau. Pour minimiser le coût global de cette filière, son développement doit être bien planifié en sélectionnant des sites répondant aux deux caractéristiques suivantes : fort potentiel éolien et peu de restrictions d'intégration au réseau tant pour desservir la charge que pour faciliter le stockage.

L'AIEQ considère, que le Québec a intérêt à développer cette filière de pair avec les projets hydroélectriques, de sorte à planifier le réseau de transport et la capacité de production pour optimiser le coût d'ensemble de la production. Les mises en services de EM-1A devraient servir de plate forme de lancement pour ce développement coordonné.

3.4.2 Affectons l'éolien au service de la réserve énergétique

Les contrats avec les producteurs éoliens découlant du premier appel d'offres de 1000MW seront conclus par le Distributeur, dont les besoins font fi de l'instabilité inhérente de la production éolienne. D'où le besoin d'un service d'équilibrage, dont le prix fait l'objet d'une controverse naissante. Par contre c'est HQP qui a conclu le contrat de gré à gré avec SkyPower pour la construction d'un parc éolien près de Rivière-du-loup. Ce contrat visait à accroître la réserve énergétique de HQP et ne requiert donc par de service d'équilibrage.

Dans la mesure où la production éolienne est mieux adaptée à la tâche d'accroître une réserve énergétique qu'à celle d'alimenter une charge, l'AIEQ estime que HQP doit

¹⁸ CBGA (MA 1250), vendredi 12 mars 2004.

demeurer un acheteur important d'énergie éolienne, outre HQD. Cette façon de faire supprime le besoin d'un service d'équilibrage pour une partie de la production éolienne. Rappelons que c'est HQP qui est l'acquéreur de l'énergie produite par la petite hydraulique.

3.4.3 Laissons les producteurs privés développer la filière éolienne

La productivité d'un parc éolien et le coût de revient de l'énergie qu'il produit dépend largement du facteur d'utilisation. Le FU dépend lui-même de la qualité du site et de la technologie des aérogénérateurs.

Les contrats signés avec les producteurs privés découlant du premier appel d'offres de 1000MW vont transférer aux producteurs le risque associé au FU. Si celui-ci s'avère inférieur au FU prévu, le producteur doit compenser HQD pour l'énergie manquante.

Pour l'avenir, l'AIEQ estime que c'est aux producteurs privés d'assumer le risque relié à la prévision du FU. Cette pression les encouragera à prévoir les FU au mieux de leurs capacités et à effectuer tous les relevés requis pour sélectionner de bons sites pour les parcs. Par contraste, le choix des sites par HQP ferait intervenir une série d'autres considérations reliées au développement régional qui risquent d'entraîner l'établissement des parcs éoliens sur des sites moins intéressants du point de vue technique.

Hydro-Québec a développé une expertise enviable dans la grande hydraulique. En revanche, dans la filière éolienne, la société d'État n'a pas de longueur d'avance sur les producteurs privés.

L'AIEQ recommande que HQP n'investisse pas le secteur de la production éolienne, et que HQD et HQP continuent d'acquérir l'énergie éolienne de producteurs privés.

3.4.4 Choisissons les sites des futurs parcs éoliens en fonction de leur qualité technico-économique

Le vent ne souffle pas sur le territoire avec la même intensité en même temps. Les tempêtes balayent normalement le Québec d'ouest en est. Il vaut donc mieux répartir les parcs éoliens dans différentes régions du territoire, dans différents axes de vent, plutôt que de les concentrer dans une région.

L'AIEQ recommande au gouvernement de ne pas déterminer à l'avance, par décret, que les offres pour la construction de futurs parcs éoliens, y compris dans le cadre du second appel d'offres de 1000MW, doivent provenir de telle ou telle région, comme ce fut le cas pour le premier appel d'offres.

Les promoteurs devraient être libres de sélectionner des sites en fonction de l'ensemble des facteurs de décision, dont le potentiel éolien et les coûts d'intégration au réseau de transport.

3.5 La petite hydraulique

Tout en contribuant à répondre à nos besoins énergétiques, la petite hydraulique doit être vue dans une perspective de développement régional en accord avec la vocation touristique des milieux hôtes.

En effet, les petites centrales permettent parfois l'ouverture de secteurs de rivières, qui étaient jusque là inaccessibles, aux utilisateurs de la ressource (randonneurs, kayakistes et autres), par la mise en place d'accès et d'infrastructures. Elles permettent dans certains cas l'accès des ressources fauniques à de nouveaux secteurs. Il est donc faux d'opposer la petite hydraulique au développement touristique.

Dans les pays d'Europe occidentale, on compte plus de 5 000 installations hydroélectriques de petite capacité. Il n'y a pas de controverse et ce sont les pays les plus touristiques du monde. Au Québec, plusieurs centrales hydroélectriques sont situées dans des parcs : Chutes de la Chaudière, Coaticook, Sept-Chutes, Centrale Paton au lac des Nations ; et elles font toutes parties de circuits touristiques.

Les 36 sites désignés par l'ancien gouvernement avaient une puissance théorique totale de 500 MW. Les trois projets finalement retenus (Magpie, Matawin, Angliers) ont une puissance totale de 75MW. Plusieurs des 33 autres projets ont été abandonnés en raison de l'opposition de groupes environnementalistes, qui a trouvé écho au niveau national auprès de l'ancien gouvernement.

Pour relancer cette filière, l'AIEQ recommande que le MRN et l'industrie de la petite hydraulique développent des mécanismes d'intéressement profitables aux milieux-hôtes qui soient susceptibles d'accroître l'appui que ces dernières apportent déjà aux projets.

3.6 Le thermique

Tout en privilégiant les sources d'énergie renouvelable, l'AIEQ reconnaît que la filière thermique possède des qualités qui la rendent complémentaire aux filières renouvelables et justifient sa présence dans un parc de production fiable.

Flexibilité quant à l'emplacement – Le choix de l'emplacement d'une centrale thermique est moins contraint par des facteurs géographiques ou climatiques que dans le cas des filières hydraulique et éolienne. Alors que les sources d'énergie hydraulique sont généralement situées loin des centres de charge, les sources d'énergie thermique peuvent être situées à proximité, ce qui permet d'accroître la fiabilité du réseau de transport.

Autonomie face à l'aléa climatique – Tandis que les filières hydraulique et éolienne sont sujettes à l'aléa climatique, les filières thermiques y échappent.

Dans un esprit pragmatique et non dogmatique, l'AIEQ préconise le recours à la filière thermique lorsque celle-ci est nécessaire pour assurer notre sécurité énergétique et lorsqu'elle permet de réduire les émissions de polluants. En particulier, la cogénération permet d'atteindre un rendement thermique élevé et contribue à améliorer notre

performance environnementale lorsqu'elle déplace de la production de vapeur à partir de mazout.

3.7 Le nucléaire

On parle relativement peu du nucléaire au Québec en raison de nos richesses hydrauliques. Mais à l'échelle mondiale, cette filière reste à l'avant scène dans la recherche de solutions énergétiques. Avec 17% de la production mondiale, le nucléaire est la quatrième source d'électricité en importance dans le monde. La France tire les trois quarts de son électricité du nucléaire. En 2002, l'Association nucléaire canadienne a dénombré 30 centrales nucléaires en construction et 32 projets nouveaux à travers le monde, principalement en Asie et Europe de l'Est, mais aussi en Europe de l'Ouest. Aux États-Unis, plus de la moitié des réacteurs nucléaires sont ciblés pour fins de réhabilitation, afin de prolonger leur vie de 40 à 60 ans.

Force est de constater que l'intérêt pour cette filière est répandu et très actuel. Et en regardant vers l'avenir, il se pourrait fort bien que l'intérêt économique et environnemental pour cette filière augmente au rythme des avancées technologiques.

En pratique, vu sa dotation en ressources hydrauliques, le Québec n'a pas besoin à ce moment-ci de recourir davantage au nucléaire. Tout ce que nous avons à faire, c'est de préserver notre expertise dans le domaine. L'objectif est d'avoir les compétences pour effectuer une veille technologique et d'apprécier le potentiel des nouvelles technologies nucléaires lorsque celles-ci émergeront.

Concrètement, il s'agit donc de prolonger de 25 ans la durée de vie de la centrale de Gentilly-2, tel que proposé HQP. Estimé à 6¢/kWh, en tenant compte des investissements requis et des dépenses d'exploitation, le coût de production de cette centrale est avantageux par rapport aux sources alternatives. Il offre également une perspective de stabilité de prix peu commune, le combustible étant abondant au Canada.

Par nature, Gentilly-2 offre une production stable à l'abri de la fluctuation des apports hydrauliques et éoliens. Avec une puissance installée de 675MW et une production annuelle de 5TWh, soit plus de 2,5 % de la demande totale, Gentilly-2 est nécessaire pour assurer notre sécurité énergétique et maintenir une marge de manœuvre. La fermeture de la centrale équivaldrait à un retrait de 5 TWh du parc de production existant, annulant ainsi l'apport énergétique de projets hydroélectriques majeurs qu'HQP souhaite développer.

De plus, localisée à proximité des centres de consommation, Gentilly-2 joue un rôle majeur dans la l'équilibrage du réseau de transport.

Enfin, en ratifiant Kyoto, le Canada s'est engagé à réduire ses émissions de gaz à effet de serre. La centrale Gentily-2 ne produit pas de polluants atmosphériques ni de quantité significative de GES.

Pour toutes ces raisons, l'AIEQ estime qu'il est avantageux de prolonger la durée de vie de la centrale de Gentilly-2.

3.8 Le solaire thermique

L'énergie solaire thermique, lorsqu'elle déplace d'autres sources d'énergie, contribue à réduire les émissions de GES. Les capteurs solaires thermiques ont très peu d'impacts environnementaux comparés à toute autre source d'énergie présentement disponible. Sur le plan environnemental, l'énergie solaire est donc préférable au chauffage par combustion.

Le temps requis pour installer des systèmes solaires thermiques se mesure en mois plutôt qu'en années.

L'énergie solaire thermique est produite sur les lieux où elle est consommée. On doit donc comparer son coût de revient au coût de détail de l'électricité, lequel comprend les coûts de production, d'intégration au réseau, de transport et de distribution.

Le solaire thermique est une source d'énergie marginale, qui ne peut vraiment être qualifiée de filière. Nous l'abordons néanmoins ici car cela nous permet d'illustrer comment la politique tarifaire actuelle nuit au déploiement de solutions énergétiques d'avenir.

Aujourd'hui à environ 9¢/kWh, le coût de l'énergie solaire thermique est concurrentiel lorsqu'on le compare au coût marginal de l'électricité livrée directement au consommateur. Dans une perspective de minimisation du coût social, l'énergie solaire thermique a donc sa place dans certaines applications. Elle est toute indiquée pour le chauffage de l'eau domestique dans le multi-résidentiel, dans le milieu institutionnel et commercial et dans les piscines municipales.

Pour réaliser cet avantage, des compteurs d'énergie thermique permettent de déterminer avec précision l'énergie solaire thermique livrée aux consommateurs, en kWh. Cette mesure permet d'établir le coût évité pour HQD. Or, comme l'électricité est tarifée sur la base du coût moyen, lequel est toujours inférieur au coût marginal, les consommateurs ne peuvent pas réaliser l'économie, même si elle existe du point de vue social. Ce problème illustre pourquoi il faut rapprocher la tarification de l'électricité du coût marginal à long terme, tel que recommandé précédemment.

3.9 La production distribuée

Plusieurs industries, commerces et institutions disposent d'une capacité de production d'électricité renouvelable. Cette capacité peut reposer sur de petites turbines hydroélectriques au fil de l'eau, sur des usines de biogaz ou de biomasse forestière, ou sur des cellules photovoltaïques. Avec les avancées technologiques récentes en matière de production éolienne et la diminution conséquente du coût de revient unitaire, on peut maintenant s'attendre à une prolifération d'aérogénérateurs individuels, de différentes tailles, un peu partout sur le territoire.

Toute cette capacité de production distribuée sert normalement à combler une partie des besoins des auto-producteurs. Or, comme l'énergie produite dépasse parfois la charge locale, il en découle un surplus de production qui pour l'instant disparaît dans la nature. Ce surplus pourrait plutôt alimenter le réseau de distribution local.

Selon la proposition déposée par Hydro-Québec à la Régie de l'énergie, lorsque pour une période de facturation donnée la production du client auto-producteur dépasse sa consommation, cet excédent sera ajouté à une banque de surplus qui servira à réduire la facture des périodes de consommation subséquentes. Toutefois, la banque de surplus sera remise à zéro une fois l'an, le cas échéant.¹⁹ Ainsi, Hydro-Québec accepte la production distribuée jusqu'à concurrence de la consommation totale de l'auto-producteur sur une base annuelle.

Pour l'AIEQ, il y a lieu d'élargir l'ouverture à la production distribuée d'énergie renouvelable. Les auto-producteurs devraient pouvoir vendre leur surplus de production à HQD, sans plafond sur la quantité, comme c'est déjà le cas aux États-Unis.

Lorsqu'une source d'énergie renouvelable n'est pas vendue, il y a nécessairement gaspillage d'une ressource. Si l'on veut minimiser la facture énergétique totale de la société, il y a sûrement lieu de faire appel à ces sources d'énergie existantes avant d'en construire de nouvelles.

Les sources de production distribuées sont dispersées sur le territoire, et contribuent de ce fait à la stabilité du réseau.

Le prix d'achat de cette énergie devrait être égal au coût évité pour HQD, soit son coût marginal d'approvisionnement, moins un escompte pour tenir compte de l'instabilité de cette source d'énergie.

L'AIEQ demande au gouvernement d'orienter Hydro-Québec vers une plus grande ouverture à la production distribuée de source renouvelable, et de demander à la Régie de l'énergie de fixer le juste prix pour ce genre de transaction.

3.10 Comparer les filières sur la base du coût complet

Pour satisfaire les besoins d'électricité du Québec, HQD est tenu par la Loi de se procurer des approvisionnements énergétiques au plus bas prix possible (coût de transport compris) selon les conditions demandées.²⁰ Dans le choix des différentes filières de production, le Distributeur doit appliquer un critère non-monnaire qui permet de différencier et de privilégier les approvisionnements en provenance de ressources renouvelables et les moins dommageables pour l'environnement. En outre, le gouvernement peut indiquer au Distributeur de tenir compte, dans le processus d'analyse des offres d'approvisionnements, de préoccupations économiques, sociales ou

¹⁹ Demande d'approbation de modalités tarifaires et de conditions de service liées à l'autoproduction d'électricité (R-3551-2004)

²⁰ Loi sur la Régie de l'Énergie, article 74.1, alinéa 3.

environnementales.²¹ Ces considérations doivent toutefois se conformer aux pratiques acceptables par les organismes régissant le commerce international; autrement dit, ils ne doivent pas avoir pour but d'exclure des fournisseurs étrangers de la course aux contrats d'approvisionnements. Cela dit, l'AIEQ estime que HQD pourrait, dans la sélection des propositions soumises en réponse à ses appels d'offres, mieux de tenir compte de deux facteurs : le coût des impacts environnementaux et la prévisibilité du coût à long terme.

Coûts de revient représentatifs							
	Grande hydraulique	Petite hydraulique	Éolienne	Nucléaire	TGCC	Co-gén	Solaire (production distribuée)
Projet représentatif	La Romaine	3 projets retenus en 2002	Appel d'offres 990 MW	Réhabilitation Gentilly-2	Suroît	TCE Bécancour	NA
Coût de production, contrat à long terme	7,5 (\$2015)	4,3 (\$2002) ²²	6,5 (\$2007)	6,0 (\$2004)	6,5 ²³ à 7,5 ²⁴ (\$2003)	6,0 (\$2004)	9,0
Volatilité	Faible	Faible	Faible	Faible	Élevé	Élevé	Faible
Service d'équilibrage	NA	NA	0,9 ²⁵	NA	NA	NA	NA
Coût d'intégration au réseau	Inclus dans le coût de production	Inclus dans le coût de production	1,3 ²⁶	0	Inclus dans le coût de production	Inclus dans le coût de production	0
Coût moyen de transport (\$2004)	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	0
Coût moyen de distribution (\$2004)	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	0
Subvention fédérale	Non	Non	0,25	Non	Non	Non	Oui

3.10.1 Internaliser le coût des impacts environnementaux

Dans certaines activités économiques, les parties à une transaction font porter une partie du coût par un tiers, souvent la collectivité; on parle alors de coût externe. Par exemple, le coût de revient de la production d'électricité à partir de combustibles fossiles ignore le

²¹ Loi sur la Régie de l'énergie; article 72.

²² Hydro-Québec, communiqué du 26 novembre 2002

²³ Discours officiel de HQP lors de la présentation du projet

²⁴ Estimation attribuable aux groupes environnementalistes, compte tenu de l'augmentation du prix du gaz

²⁵ Quand HQD est l'acheteur; zéro lorsque HQP est l'acheteur car ce n'est plus le même produit. Par ailleurs, le prix du service d'équilibrage sera débattu de la Régie.

²⁶ Premier appel d'offres de 1000 MW; Hydro-Québec, communiqué du 4 octobre 2004

coût du tort causé à la planète par les émissions de CO₂. Le coût de revient des projets hydroélectriques ne comprend pas nos plus le coût de tous leurs impacts environnementaux, mais il inclut cependant les dépenses faites par HQP et les producteurs privés pour mitiger les impacts des barrages et des réservoirs sur la flore et l'habitat de la faune. L'AIEQ appuie le principe de l'internalisation des coûts environnementaux dans le coût de toutes les formes d'énergie.

En pratique cependant, il n'est pas facile de chiffrer ce coût. C'est pourquoi HQD utilise des critères non-monnaïres pour tenir compte des objectifs environnementaux dans la sélection des offres qui sont faites pour l'approvisionnement post-patrimonial. Ces critères sont pondérés de façon à représenter un potentiel de 12 points sur une possibilité de 40.²⁷ Cependant, ayant été approuvés par la Régie en octobre 2004, ils n'ont pas encore été mis à l'épreuve dans le cadre d'un appel d'offres. Comme l'affirme l'expert Daniel Webster, il est cependant trop tôt pour déterminer si cette approche non monétaire permettra effectivement de prendre en compte adéquatement ces coûts environnementaux.²⁸

L'autre approche pour internaliser les coûts environnementaux fait appel à un système de droits d'émission de GES, lequel présente plusieurs avantages économiques dont Daniel Webster a fait état dans son avis. L'établissement de ce système fait l'objet de négociations à l'échelle canadienne et internationale depuis plusieurs années déjà. On peut craindre que les diverses résistances et difficultés de mise en œuvre finissent par avoir raison de cette bonne idée.

À défaut d'avoir le système d'échange de droits d'émission souhaité, une solution de repli provisoire (second-best) est de contraindre les producteurs et les consommateurs d'énergie à des mesures de mitigation des impacts fondés sur des normes, comme c'est déjà le cas pour l'hydroélectricité. Le coût de ces mesures de mitigation, vient également infléchir le choix des formes d'énergie et des méthodes de production.

L'AIEQ préconise donc l'internalisation, dans le coût de toutes les formes d'énergie, du coût des mesures de mitigation des impacts environnementaux.

3.10.2 Reconnaître la valeur de la prévisibilité

Les agents économiques – particuliers, entreprises, gouvernements – accordent généralement une valeur à la prévisibilité d'une variable. Par exemple, l'épargnant accepte un rendement inférieur sur son placement en échange d'une fluctuation moindre de la valeur de son capital.

Il en est de même en matière énergétique. Certaines sources d'énergie requièrent un important investissement initial, puis génèrent relativement peu de coûts d'exploitation par la suite. C'est le cas de sources d'énergie comme l'hydraulique, l'éolien, le solaire et

²⁷ Régie de l'énergie, Décision finale. Demande d'approbation d'un critère non monétaire relié au développement durable, 2004

²⁸ Daniel Webster, avis d'expert, décembre 2004, page 9.

le nucléaire. En revanche, le coût de revient d'autres sources d'énergie fluctue davantage: la production d'électricité à l'aide de centrales à turbines à gaz ou par co-génération, et le chauffage au gaz et au mazout. C'est ainsi qu'on a vu le coût de revient prévu du défunt projet de centrale du Suroît grimper de 6,5 ¢/kWh à 7,5 ¢/kWh, en fonction de l'évolution du prix du gaz.

On prévoit une forte croissance de la demande mondiale pour les hydrocarbures et on peut anticiper des soubresauts politiques récurrents au Moyen-Orient. Dans ce contexte, il y a lieu d'appréhender une volatilité continue du prix des hydrocarbures, y compris sur le marché canadien lequel évolue en sympathie avec les cours mondiaux.

Tout comme les particuliers et les entreprises valorisent la prévisibilité des variables dans leurs décisions individuelles, l'AIEQ recommande que le gouvernement indique au Distributeur, par l'entremise de la prochaine Stratégie énergétique, de privilégier les sources d'énergie dont le coût est prévisible.

En pratique, dans les exercices de comparaison entre filières, ce critère pourrait être d'ordre non-monnaire. Ou alors, on pourrait ajouter une prime pour volatilité au coût de revient des sources d'énergie dont le prix fluctue ou d'enlever un escompte au coût de revient des sources d'énergie dont le prix est très prévisible. Le niveau de cette prime ou de cet escompte pourrait être établi sur la base de l'écart entre le rendement à long terme d'un placement sûr et celui d'un placement plus risqué. Pour illustrer, si le rendement boursier à long terme est de 8% et que le rendement à long terme d'un portefeuille obligataire est de 6%, alors l'escompte pour la prévisibilité est de 2%.

3.10.3 Éviter la distorsion créée par les subventions

Dans l'état actuel de la technologie, les filières d'énergie renouvelables comme l'éolien ou le solaire requièrent des subventions pour être compétitives avec les filières établies et se développer. Pour la filière éolienne par exemple, le prix de 6,5 ¢/kWh associé à l'appel d'offres de HQD pour la première tranche de 1000MW occulte la subvention fédérale de 1 ¢/kWh, laquelle est partagée entre le producteur (0,25 ¢/kWh) et l'acheteur (0,75 ¢/kWh). En l'absence de cette subvention, le producteur aurait dû augmenter son prix de un quart cent pour couvrir ses coûts, tandis que l'acheteur aurait vu son coût net augmenter de trois-quarts de cent. Pour les fins de la comparaison du coût des filières sur une base économique, dans une perspective de minimisation du coût social, il faut donc ajouter un quart de cent au prix de fourniture de l'éolien.

L'AIEQ recommande au gouvernement d'indiquer au Distributeur de comparer le coût social des projets de préférence au plus bas coût.

4. Corriger le cadre réglementaire

La séparation fonctionnelle d'Hydro-Québec fut d'abord motivée par la volonté de conserver l'accès au marché américain. Il s'agissait de satisfaire les exigences de la FERC pour pouvoir continuer à opérer sur ce marché. Avec l'évolution qu'a connue ce

marché depuis la déréglementation et le potentiel commercial décuplé, il est encore plus nécessaire aujourd'hui d'assurer l'accès à ce marché.

Les échanges avec les réseaux limitrophes mettent en évidence la grande valeur de nos immenses réservoirs. Acheter quand le prix est bas et disposer d'une marge de manœuvre élargie pour vendre lorsque la demande est forte ne peut que bien servir les intérêts des Québécoises et des Québécois. La capacité de produire le bon MW au bon moment est précieuse et lucrative. Le cadre réglementaire doit donc satisfaire la FERC mais il ne doit pas gêner la mise en place d'une stratégie dynamisante pour le Québec.

L'assujettissement des hausses tarifaires à la compétence de la Régie a permis d'instaurer un processus d'examen plus rigoureux basé sur les coûts. Paradoxalement, le gel tarifaire décidé par le gouvernement en 1998 est venu contredire l'intention du législateur de dépolitiser le processus d'étude des demandes de hausses tarifaires, lequel se déroulait autrefois en commission parlementaire. Enfin, la création d'un bloc d'énergie patrimonial a assuré une certaine stabilité des prix, au-delà du gel tarifaire, tandis que la mise en appel d'offres de l'énergie additionnelle, au-delà du bloc patrimonial, a ouvert la porte à la concurrence sur le marché du gros.

Le cadre réglementaire actuel a été mis en place pour accroître la concurrence et concrétiser la séparation fonctionnelle de HQ. La Régie de l'énergie a pour mission d'assurer l'approvisionnement en énergie des consommateurs québécois au meilleur coût. En soustrayant HQP à la compétence de la Régie, en 2000, le gouvernement a donné à sa société d'État les coudées franches pour développer le potentiel hydroélectrique du Québec au-delà de la réponse à la demande intérieure. Pour cette raison, l'AIEQ s'oppose au ré-assujettissement de HQP à la Régie de l'Énergie, ainsi que le demandent certains intervenants.

Bien que l'actuel cadre réglementaire soit généralement efficace, il a aussi manifesté à l'usage certaines dysfonctions qu'il est maintenant temps de corriger.

4.1 Le relèvement du prix de l'électricité patrimoniale

Le concept de bloc d'électricité patrimoniale pour éviter les fluctuations du prix est valable. Mais, comme nous l'avons recommandé précédemment, il y a lieu de hausser graduellement le prix de transfert de ce bloc de sorte qu'il se rapproche, à terme, d'une cible établie en fonction des prix pratiqués dans les marchés voisins, moins un escompte pour conserver un certain avantage aux consommateurs québécois.

L'AIEQ estime que le gouvernement devrait demander à la Régie de proposer un indice approprié pour établir la cible du prix de l'électricité patrimoniale, et de tenir cet indice à jour par la suite.

4.2 La planification à long terme

Dans le cadre de ses achats d'énergie de base, HQD paiera à HQP 5,5 ¢/kWh et à Trans-Canada Énergie 6,0 ¢/kWh en vertu des contrats à long-terme (20 ans) attribués en 2002.

HQD paiera toutefois 7,8 ¢/kWh en vertu du contrat à court terme (1 an) attribué en 2004 à Constellation Power Source. Cette prime de 1,8 ¢/kWh indique l'avantage d'assurer l'approvisionnement en énergie sur le long-terme.

Bien que le plan d'approvisionnement du Distributeur ait un horizon de dix ans, l'appel d'offres lancé en 2002 pour répondre aux besoins à long terme comportait un délai d'acquisition de 60 mois. Ce délai est trop court pour la filière hydroélectrique puisqu'il faut facilement compter de 96 à 120 mois pour concevoir, obtenir les autorisations et construire un grand aménagement. Tant que les appels d'offres pour les besoins à long terme auront un terme trop court, la filière hydroélectrique sera systématiquement désavantagée.

Mais allonger à 96 mois le délai d'acquisition pour les besoins à long terme pose un autre problème : l'absence de concurrence. En effet, les promoteurs de centrales à turbines à gaz ou de parcs éoliens ont un délai de réalisation plus court, de 48 à 60 mois, et ne sont pas intéressés à soumissionner pour de l'énergie livrable dans 96 mois. Par ailleurs, HQP détient une position de monopole sur le développement des projets hydroélectriques de plus de 50 MW. La concurrence ne peut donc venir d'autres producteurs locaux s'appuyant sur la filière hydraulique. Bref, en raison des délais de réalisation propres à chaque filière, il ne peut y avoir de concurrence réelle entre celles-ci pour la satisfaction des besoins à long terme.

Dans ces conditions, HQP doit amorcer le processus de développement de nouveaux projets, effectuer les études d'impacts et obtenir les autorisations environnementales avant même d'avoir placé l'énergie additionnelle qui sera produite auprès du Distributeur. Dépourvu de la légitimité que confère un contrat d'approvisionnement approuvé par la Régie, HQP doit obtenir les autorisations environnementales tout en essayant de justifier ses projets auprès de la population et du BAPE.

Dans ce contexte de disjonction entre la décision de développer de grands projets et le contrat d'approvisionnement, le promoteur n'a pas de base pour justifier ses projets.

Ainsi le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) interroge maintenant le promoteur sur la justification des projets, alors que son mandat original était axé sur l'étude des impacts environnementaux. L'AIEQ estime qu'il y a là une dérive institutionnelle que le gouvernement devrait corriger dans la loi sur le BAPE.

Dans le système actuel, aucun acteur n'a le mandat de prendre le risque à long-terme, soit pour un horizon de 15-20 ans, tandis que les mécanismes de marché ne semblent pas fonctionner vu l'absence de concurrence.

Devant cette dysfonction dans le système réglementaire mis en place depuis 1997, l'AIEQ estime que la future Stratégie énergétique doit donner une orientation claire en faveur du développement de l'offre dans une perspective à long terme (20 ans). HQP pourra ainsi s'appuyer sur cette justification pour amorcer le développement de nouveaux

projets avant d'en avoir placé l'énergie auprès du Distributeur par l'entremise de contrats d'approvisionnements.

Dans le même esprit l'AIEQ recommande que la mission d'HQP soit reformulée pour refléter les attentes de l'actionnaire et ses visées stratégiques. Cette clarification s'impose pour mettre fin à la confusion avec la mission originale de Hydro-Québec qui était de « Produire et livrer de l'électricité à tous les Québécois et au prix le plus bas possible. » Cette confusion a conduit à une crise de confiance, d'ailleurs reconnue par la Régie dans son avis sur la sécurité énergétique. Il est temps de dissiper l'ambiguïté par un mandat clair.

Dans la mesure où les prix de l'électricité sur le marché du gros au Québec demeurent inférieurs aux prix sur les marchés hors Québec, HQP pourrait être tentée de vendre sa production au plus offrant, de manière à maximiser son profit. Il serait donc prudent d'accorder au Distributeur un droit de premier refus sur la nouvelle production de HQP, au prix de l'offre alternative la moins chère au Québec.

4.3 Les améliorations au réseau de transport

La production de source éolienne représente une source d'instabilité pour le réseau de transport. La robustesse du réseau de transport deviendra donc de plus en plus importante à mesure que la production de source éolienne accroît sa part dans le bouquet énergétique québécois. Par ailleurs, parallèlement à cette exigence interne, les acheteurs d'électricité à l'extérieur du Québec exigent un niveau de fiabilité du réseau de transport supérieur à celui qui est acceptable pour les besoins de la demande intérieure.

Voilà donc deux bonnes raisons qui justifieront les investissements additionnels dans le réseau de transport au cours des prochaines années. Cependant, les consommateurs québécois ne devraient pas être tenus de payer le coût des investissements additionnels requis pour rehausser la robustesse du réseau de transport au niveau requis pour l'exportation.

Dans une situation de monopole naturel réglementé comme dans le cas du transport d'électricité, lorsque la tarification est basée sur le coût moyen, et lorsque les profits sont fonction des coûts, la science économique enseigne que l'exploitant du réseau a tendance à surinvestir afin d'accroître ses profits; c'est l'effet Averch-Johnson. C'est pourquoi l'autorité réglementaire a pour mandat d'évaluer la pertinence des investissements dans le réseau de transport et d'approuver leur inclusion dans la base de coûts reconnus pour fins d'établissement du prix.

En pratique toutefois, on est peut-être passé au Québec d'un risque de surinvestissement à un risque de sous-investissement susceptible de mettre en péril la robustesse du réseau à des fins de consommation intérieure.

Sur le plan du mécanisme d'encadrement réglementaire, il faut un moyen pour distinguer les investissements proposés dans le réseau qui serviront à satisfaire les besoins internes de ceux qui sont destinés à favoriser les exportations. La tâche n'est pas évidente

puisque'une interconnexion, par exemple, peut servir à la fois à exporter qu'à importer, contribuant de ce fait à la sécurité énergétique.

L'AIEQ estime que pour favoriser l'accroissement des exportations d'électricité tout en protégeant les consommateurs québécois, le gouvernement devrait demander à Hydro-Québec et à la Régie de l'Énergie de proposer une logique pour distinguer la part des investissements dans le réseau de transport qui peuvent être inclus dans la base tarifaire de celle qui devrait être payée par les clients du réseau qui s'en servent à des fins d'exportation.

5. Rendre la répartition plus transparente

HQD prévoit que les ventes régulières au Québec croîtront de 20,8 TWh au cours des dix prochaines années; le secteur industriel Grandes entreprises comptant pour 13,0 TWh (63%) de cette croissance.²⁹ L'aluminerie Alouette (phase II) qui ouvrira ses portes à Sept-îles en 2005 consommera à elle seule 4,3 TWh par année, soit le cinquième de toute l'augmentation des ventes au cours des dix prochaines années. Au-delà de la période de construction qui s'achève, cette usine fournira du travail à 340 personnes sur une base permanente.³⁰

La diminution des ventes prévues à la clientèle Grandes entreprises (2,9 TWh par année à l'horizon 2011) explique 90% de la diminution de la demande prévue en 2011, par rapport à la prévision contenue dans l'État d'avancement 2003 du Plan d'approvisionnement 2002-2011.³¹ Bref, les décisions de politique économique concernant les industries énergivores ont un impact déterminant sur le débat énergétique et sur le besoin de se doter de nouvelles capacités de production.

Les négociations échouées entre le gouvernement du Québec et Alcoa au sujet de la modernisation de son usine de Baie-Comeau et l'agrandissement de celle de Deschambault ont achoppé, entres autres, sur les garanties qui pouvaient ou non être offertes par les parties en termes de maintien de tarifs d'électricité à long terme, d'une part, et de modernisation de l'usine, d'investissement dans la diversification économique et de création d'emplois, d'autre part. Cet épisode illustre la tendance à l'effet que les conditions qui ont pu, dans le passé, fonder un marché rentable à la fois pour l'investisseur et la société québécoise sont en train de disparaître.

Les travaux de la Régie dans le cadre de son mandat sur la sécurité énergétique démontrent que chaque grand projet additionnel fait grimper le coût marginal de production. À cet égard, la Régie de l'Énergie a recommandé au gouvernement de « prendre en compte le peu de ressources disponibles au Québec ainsi que l'impact sur l'ensemble de la clientèle québécoise de la fourniture additionnelle, acquise au prix du

²⁹ HQD, Prévision de la demande, R-3550-2004, HQD-2, document 1, tableau 2.3.

³⁰ http://www.alouette.qc.ca/p_construction.htm

³¹ HQD, Prévision de la demande, R-3550-2004, HQD-2, document 1, tableau 2.5

marché, avant d'engager des blocs importants d'énergie auprès de la clientèle Grandes entreprises. »³²

Le développement régional est un enjeu important. L'AIEQ est sensible à cette préoccupation et propose de revoir les modes d'allocation des ressources visant à soutenir les économies régionales. L'AIEQ propose de remplacer l'actuelle subvention implicite aux grandes entreprises par des subventions explicites. Cette approche plus transparente favoriserait une meilleure allocation des ressources et des meilleurs choix collectifs.

L'électricité, comme n'importe quel bien rare, doit généralement être affectée à l'usage pour lequel elle crée le plus de valeur. Créer de la richesse, c'est d'abord faire une bonne affectation des ressources. Une fois la richesse créée, il est toujours possible de la redistribuer aux régions.

En juillet 2004, profitant de la demande de pointe dans le Nord-est des États-Unis et de sa capacité à stocker l'énergie dans ses réservoirs, HQP a obtenu 9,5 ¢/kWh pour la vente de 0,8 TWh d'énergie. En 2003, HQP a obtenu un prix moyen de 8 ¢/kWh pour ses ventes hors Québec. En revanche, HQD vend l'électricité au tarif industriel de 3,7 ¢/kWh en 2004.

L'AIEQ estime que l'exportation d'électricité pourrait créer plus de richesse pour la société et fournir plus de ressources (\$) pour le développement régional. Il s'agit de jouer à fond la carte du marché intégré nord-américain en utilisant les réservoirs pour maximiser les prix de vente et les recettes.

³² Régie de l'énergie, Avis sur la sécurité énergétique, page 66.