

Montréal, le 30 juin 2004

Monsieur Pierre Corbeil
Ministre des Ressources naturelles
Ministre délégué à la Forêt, à la Faune et aux Parcs
MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES,
DE LA FAUNE ET DES PARCS
5700, 4^e Avenue Ouest
Bureau A-308
Charlesbourg (Québec)
G1H 6R1

Objet : Avis de la Régie de l'énergie sur la sécurité énergétique des Québécois à l'égard des approvisionnements électriques et la contribution du projet du Suroît (A-2004-01)

Monsieur le Ministre,

À la suite des lettres du 9 février et 11 février 2004 du ministre des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs, je vous transmets le présent avis de la Régie de l'énergie sur la sécurité énergétique des Québécois à l'égard des approvisionnements électriques et la contribution du projet du Suroît.

Les recommandations que nous vous soumettons aujourd'hui sont le fruit de cinq mois de travail marqués par la participation active de nombreux intervenants au processus de consultation publique tenu par la Régie en mai dernier.

Consciente de l'importance que vous attachez à cette réflexion, j'espère que l'avis qui vous est soumis aujourd'hui par la Régie sera utile à la population et au gouvernement.

Vous me permettrez de souligner particulièrement le travail accompli par la formation des régisseurs composée de monsieur Normand Bergeron, président de la formation, et messieurs Benoît Pepin et Michel Hardy.

Veuillez agréer, Monsieur le Ministre, l'expression de ma haute considération.



Lise Lambert

p. j.

AVIS AUX LECTEURS

Nous vous invitons à consulter la version interactive du présent Avis afin d'accéder aux documents de référence accessibles par hyperliens.

www.regie-energie.qc.ca/Avis_2004_01.html

Québec, le 9 février 2004

Madame la Présidente,

À titre de ministre des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs et à l'instar du premier ministre, je suis préoccupé par la sécurité énergétique des consommateurs québécois. En vertu de l'article 42 de la Loi sur la Régie de l'énergie, la Régie donne son avis au ministre sur toute question qu'il lui soumet en matière énergétique.

Dans ce contexte, je vous demande un avis sur la sécurité énergétique des Québécois à l'égard des approvisionnements électriques et la contribution du projet du Suroît à celle-ci. Cet avis devra notamment :

- 1. Établir clairement l'augmentation de la capacité de production d'électricité nécessaire afin de répondre à la demande d'ici 2010 et ainsi assurer la sécurité énergétique du Québec pour cette forme d'énergie.*
- 2. Étudier les options de production possibles pour répondre à l'accroissement de la demande d'électricité à moyen terme, notamment dans le respect de l'environnement et du développement durable.*
- 3. Étudier l'apport des mesures d'efficacité énergétique.*

Afin de réaliser ce mandat, la Régie de l'énergie intégrera notamment à son analyse toute l'information détenue par l'ensemble des composantes d'Hydro-Québec. Enfin, cet avis devra m'être transmis dans un délai de 60 jours, soit au plus tard le 8 avril 2004.

Veillez agréer, Madame la Présidente, l'expression de mes sentiments les meilleurs

Sam Hamad

Au ministre des Ressources naturelles, de la Faune et des
Parcs,

Conformément à l'article 42 de *la Loi sur la Régie de l'énergie*
(L.R.Q., c. R-6.01),

Nous vous soumettons l'avis de la Régie de l'énergie à la suite
de la consultation publique tenue à votre demande sur la
sécurité énergétique des Québécois à l'égard des
approvisionnements électriques et la contribution du projet du
Suroît.

Montréal, le 29 juin 2004

M. Normand Bergeron, M.A.P
Vice-président

M^e Benoît Pepin, LL.M.
Régisseur

Michel Hardy, B.Sc. A., MBA
Régisseur

TABLE DES MATIÈRES

SOMMAIRE.....	3
INTRODUCTION.....	11
PARTIE A : LE BILAN ÉNERGÉTIQUE DU QUÉBEC	18
CHAPITRE 1 : LA PRÉVISION DE LA DEMANDE	19
1.1 La prévision du Distributeur.....	19
1.2 Les ventes réelles de 2003 et la pointe de l'hiver 2003-2004.....	24
1.3 Les ventes prévues de 2004 à 2011	27
1.4 La croissance du secteur industriel (PME et Grandes entreprises)	31
CHAPITRE 2 : L'APPORT DES MESURES D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE ...	42
2.1 L'efficacité énergétique au Québec : un contexte énergétique favorable	42
2.2 La Politique énergétique du Québec : quelques constats	44
2.3 Un plan national d'efficacité énergétique : une nécessité	45
2.4 Participation d'Hydro-Québec	47
CHAPITRE 3 : LE BILAN EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE	54
3.1 Les besoins à satisfaire	54
3.2 Gestion de l'offre	56
3.3 Gestion de la demande.....	64
3.4 Bilan des approvisionnements en énergie au Québec	65
PARTIE B : LES OPTIONS POUR RÉPONDRE À L'ACCROISSEMENT DE LA DEMANDE	67
CHAPITRE 1 : LES RESSOURCES DU PRODUCTEUR ET SA GESTION DES RÉSERVES.....	69
1.1 Les ressources et les engagements du Producteur.....	70
1.2 Les facteurs influençant le bilan en énergie du Producteur	73
1.3 Les critères de gestion des réserves énergétiques à court et moyen termes .	81
CHAPITRE 2 : LA FILIÈRE HYDROÉLECTRIQUE.....	86
2.1 Les projets prévus.....	86
2.2 La filière hydroélectrique reste un axe privilégié	87
2.3 Les impacts environnementaux	88
CHAPITRE 3 : LA FILIÈRE ÉOLIENNE	89
3.1 Potentiel éolien au Québec	90
3.2 Intégration au réseau.....	91
3.3 Intermittence de la production éolienne	92
3.4 Service d'équilibrage.....	94
3.5 Prix de revient de la production éolienne	95
3.6 Appel d'offres de 1 000 MW de puissance installée	97
3.7 Les impacts environnementaux de la filière éolienne	98

CHAPITRE 4 : IMPORTATIONS ET INTERCONNEXIONS.....	101
CHAPITRE 5 : LA FILIÈRE THERMIQUE	109
5.1 La cogénération.....	109
5.2 Le projet de TransCanada Energy (TCE) à Bécancour.....	115
5.3 Le projet du Suroît.....	119
ENJEUX RÉGLEMENTAIRES	133
CONCLUSION	141
LISTE DES ACRONYMES.....	144
LISTE DES GRAPHIQUES	145
LISTE DES TABLEAUX	146
LISTE DES PARTICIPANTS	148

SOMMAIRE

La demande du ministre

Le ministre des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs (le ministre) a demandé l'avis de la Régie de l'énergie (la Régie) dans le contexte de préoccupations sur la sécurité énergétique des Québécois et particulièrement sur la question de savoir si le projet de centrale thermique du Suroît d'Hydro-Québec est nécessaire à cette fin. Le ministre a demandé à la Régie d'analyser la capacité de production d'électricité au Québec pour voir si elle doit être augmentée afin de répondre à la demande. Si tel est le cas, le ministre veut savoir quelles sont les options de production d'électricité possibles, et ce, dans le respect du développement durable. Le ministre veut également connaître l'apport des mesures d'efficacité énergétique qui peuvent réduire les besoins additionnels de production d'électricité.

Des besoins additionnels d'ici 2011

Les besoins des Québécois ont dépassé les prévisions du Distributeur en 2003 et en 2004. La Régie analyse la prévision de la demande d'ici 2011 et retient un scénario mi-fort où la demande en énergie passe de 168,8 TWh en 2004 à 191,2 TWh en 2011. Durant la même période, la demande en puissance passe de 34 990 MW à 38 445 MW.

La Régie considère que le Distributeur pourrait réaliser des économies d'énergie de l'ordre de 2,1 TWh sur cet horizon et s'est engagé à examiner toutes les mesures d'efficacité énergétiques proposées par les participants. La Régie recommande aussi au gouvernement de mettre en œuvre un plan national en efficacité énergétique.

Le scénario mi-fort retenu par la Régie implique que les besoins additionnels du Québec, après déduction des approvisionnements déjà prévus par le Distributeur, sont de 1,4 TWh en 2004 et de 9,4 TWh en 2011.

Des ressources presque entièrement sollicitées

En excluant le Suroît et compte tenu des projets de production devant entrer en opération au Québec d'ici 2011, la disponibilité des approvisionnements du Producteur - ses ressources non engagées - passe de 6,8 TWh en 2004 à 12,7 TWh en 2011. Il s'ensuit que la demande additionnelle du Québec en énergie sollicitera la presque totalité des ressources non engagées du Producteur, alors que celui-ci doit reconstituer ses réserves. Le Distributeur devra donc compter sur toutes et chacune des sources d'approvisionnement déjà engagées ou identifiées.

La Régie conclut que, même si on tient compte des ressources non engagées du Producteur, le Québec ne dispose pas d'une marge de manœuvre suffisante et que les besoins du Distributeur sont tels qu'un recours aux importations est inévitable. Il sera grandement dépendant des importations au cours des prochaines années et pourrait devoir importer des quantités d'énergie dépassant le seuil maximal de 5 TWh prévu à son Plan d'approvisionnement.

L'incertitude de l'hydraulicité

L'incertitude entourant les apports hydriques ajoute à la problématique puisqu'elle a un impact sur la production annuelle moyenne du Producteur. Au cours des trente dernières années, la capacité moyenne de production, correspondant aux apports annuels sur une période de dix ans, a varié de plus ou moins 15 TWh.

Selon divers scénarios de reconstitution des réserves du Producteur, la Régie constate qu'à hydraulicité moyenne le Producteur ne sera pas en mesure de répondre à la demande additionnelle du Distributeur de 2005 à 2008 et qu'il utilisera toute sa marge de manœuvre pour y répondre de 2009 à 2011. Dans l'hypothèse de faible hydraulicité, la situation est pire et le Producteur n'a aucune marge de manœuvre pour répondre à la demande additionnelle du Distributeur. Dans un tel scénario, le Producteur et le Distributeur seront tenus

d'importer de l'électricité à la limite de la capacité des interconnexions. Avec une hydraulicité forte, la situation reste critique en 2005 et 2006 et la marge de manoeuvre du Producteur est serrée de 2007 à 2011.

Compte tenu de l'obligation d'Hydro-Québec d'assurer la sécurité des approvisionnements du Québec, la Régie considère que le Producteur doit poursuivre ses achats nets préventifs, à moins d'une amélioration significative de l'état de ses réservoirs. Dans ce contexte, la Régie considère que l'examen de l'état de ses réserves est d'intérêt public et que la divulgation des renseignements concernant le niveau des réservoirs d'Hydro-Québec est requise.

La filière hydroélectrique : un axe privilégié

La Régie examine les options possibles pour répondre à l'accroissement de la demande en électricité par les filières hydroélectrique, éolienne et thermique, ainsi que par des importations.

L'expertise d'Hydro-Québec en production hydroélectrique est mondialement reconnue. Les projets hydroélectriques prennent cependant plus d'une dizaine d'années à se concrétiser en raison des délais imputables à l'obtention des permis à leur construction et à leur mise en service. D'ici 2011, cette filière est déjà sollicitée et tous les projets en cours sont considérés pour évaluer le niveau des ressources non engagées du Producteur qu'il peut mettre à la disposition du Distributeur. Cette filière reste l'axe de développement privilégié du Producteur.

La filière éolienne : une filière d'avenir

Cette filière est de plus en plus intéressante et la Régie considère que des mesures doivent être prises pour en favoriser le développement. Elle est maintenant considérée comme fiable et l'industrie est en mesure de s'adapter aux conditions locales, que ce soit en climat nordique ou dans des conditions de vents extrêmes. Le Québec dispose d'un potentiel technique éolien très important. Le Producteur reconnaît que la filière éolienne est appelée à occuper une place plus significative dans le portefeuille de production au Québec.

Des études plus pointues doivent cependant être complétées, notamment au niveau des mesures de vent dans les régions du Bas-Saint-Laurent, de la Côte-Nord, de la Gaspésie, de la Montérégie et au nord du 53^e parallèle dans la région du Complexe La Grande. L'intégration de la production éolienne au réseau de transport nécessite d'être analysée plus en détail. L'intermittence est une des caractéristiques de la production éolienne qui est la plus souvent mentionnée comme facteur négatif par Hydro-Québec, mais plusieurs pistes de solutions existent, dont la diversité territoriale d'implantation des parcs et l'utilisation de l'entreposage et de l'équilibrage.

Le Producteur, avec une capacité installée de plus de 39 000 MW et une capacité d'entreposage de 172 TWh est très bien placé pour intégrer la production éolienne à son parc actuel.

L'appel d'offres : des résultats intéressants

Les résultats de l'appel d'offres dévoilés le 16 juin 2004 comprennent des propositions pour près de 4 000 MW d'énergie éolienne réparties entre neuf promoteurs. Ces propositions pour la seule année 2006 sont supérieures à la quantité totale recherchée par l'appel d'offres. Le prix moyen de l'énergie offert, estimé par le Distributeur, est de 8,1 ¢/kWh selon un facteur d'utilisation de 30 %. Le coût moyen total

d'acquisition de cette énergie, incluant les coûts de transport (1 ¢/kWh) et d'équilibrage (0,9 ¢/kWh) totaliserait 10 ¢/kWh.

Cette filière a de grands avantages environnementaux: les émissions de gaz à effet de serre (GES) sont faibles et l'occupation du sol, bien qu'importante, n'est pas incompatible avec d'autres activités comme l'agriculture. Le développement de la filière éolienne dépendra de l'acceptation des communautés locales.

Pour favoriser le développement de la filière éolienne, il est nécessaire de définir un objectif au-delà des 1 000 MW prévus actuellement. Cet objectif devrait être de l'ordre de 2 000 à 3 000 MW à l'horizon 2012. La mise en œuvre de cet objectif passe par la formation, dès l'été 2004, d'un groupe de travail intégrant des experts reconnus en énergie éolienne, ainsi que des experts d'Hydro-Québec en réseau de transport et en gestion de production d'énergie.

Les importations : le risque de congestion

La possibilité d'importer de l'électricité en attendant la mise en service des projets hydroélectriques a été évoquée à plusieurs reprises pour éviter la construction du Suroît. Il faut rappeler que la capacité d'importer n'est que de 15,5 TWh. Selon le scénario mi-fort, le Distributeur devra importer 7,4 TWh, 11,1 TWh et 7,1 TWh pour satisfaire à la demande prévue respectivement pour les années 2005, 2006 et 2007. En cas de faible hydraulité, le Producteur prévoit également devoir importer 9 TWh, 7 TWh et 4 TWh respectivement pour les années 2005, 2006 et 2007 afin de respecter ses engagements envers le Distributeur. Il y a donc une possibilité de congestion sur les interconnexions.

La filière thermique : un processus d'appel d'offres en péril

La Régie privilégie la cogénération parmi les filières thermiques en raison de ses avantages économiques, sociaux, et environnementaux. L'appel d'offres de 800 MW prévu par le Distributeur devrait permettre de faire le point sur le potentiel de cette filière. Tout report de cet appel d'offres exerce une pression accrue sur le bilan énergétique précaire du Québec et la Régie recommande qu'il soit lancé le plus tôt possible.

Quant au projet de TransCanada Energy à Bécancour, une démonstration adéquate a été faite de sa nécessité dans le cadre du Plan d'approvisionnement du Distributeur et au cours du processus public d'appel d'offres et d'octroi du contrat. Ce projet est d'intérêt public pour le Québec et nécessaire à l'approvisionnement en électricité des Québécois dès 2006. Le défaut d'accorder promptement le certificat d'autorisation à son promoteur mettra en péril le processus d'appel d'offres mis en place par la législation adoptée par le gouvernement en 2000 en dissuadant les futurs soumissionnaires. À court terme, le refus d'autoriser ce projet mettra en danger la sécurité énergétique des Québécois dès 2007 en privant le Distributeur de 4,1 TWh essentiels à la mise en œuvre de son Plan d'approvisionnement.

La contribution du projet du Suroît

Le Producteur considère ce projet thermique comme une exception.

La Régie considère que le projet du Suroît n'est pas indispensable à la sécurité des approvisionnements en électricité; il est cependant souhaitable dans la situation actuelle de précarité et surtout de dépendance envers les importations. Il fournit une marge de manœuvre qui est dans l'intérêt du public, alors que ses impacts environnementaux peuvent être grandement atténués.

Dans sa version modifiée utilisant une technologie 7H de General Electric, la meilleure pour les centrales à cycles combinés, le projet du Suroît dispose d'une capacité moyenne de 836 MW pour 6,5 TWh d'énergie par an pour un investissement de 550 M \$. La puissance disponible en pointe, compte tenu des basses températures hivernales est de l'ordre de 925 MW.

Ce projet pourrait être mis en service pour l'hiver 2007-2008. Comme les besoins du Distributeur en énergie seront surtout critiques en 2005, 2006 et 2007, il est évident que ce projet ne pourra aider à les combler. Cependant, à plus long terme, une telle unité de production localisée au Québec réduira d'autant le risque de congestion sur les interconnexions lorsque le Distributeur doit importer des quantités d'énergie importantes. Elle accroît en outre la fiabilité des approvisionnements fournis par le Producteur aux Québécois.

Selon le scénario retenu par la Régie, la situation au Québec ne s'améliorera substantiellement qu'avec la mise en service d'un projet important comme le projet EM-1A / Dérivation Rupert, pouvant générer 7,7 TWh. Le Suroît devient alors une assurance contre les incertitudes reliées à la réalisation de certains projets, aux risques de faible hydraulité, aux aléas de la demande et du climat. Entre autres avantages, cette centrale permettrait de limiter la production de la centrale de Tracy, de répondre plus tôt à des appels d'offres du Distributeur et d'éviter la congestion des interconnexions en mode importation. Autre avantage non négligeable pour le Québec, ce projet permettrait également au Producteur de profiter d'occasions d'affaires.

Le Suroît et le Protocole de Kyoto

Le public ne fait pas toujours la différence entre la pollution atmosphérique et les GES. Or, cette différence est importante. Le Suroît n'a pas d'effet significatif sur la qualité de l'air. Les émissions atmosphériques de contaminants ayant des effets locaux sont très inférieures aux normes actuelles.

Le véritable problème est au niveau des GES. Il est indéniable que le projet du Suroît contribue à la production de GES. Paradoxalement, il s'inscrit positivement dans la mise en œuvre du Plan canadien pour l'atteinte des objectifs au Protocole de Kyoto. Il est même probable que ce projet procure des crédits à son promoteur, car son taux d'émission de 346 t de GES /GWh est nettement plus faible que le taux moyen de 657 t/GWh des centrales thermiques canadiennes.

Une majorité de participants ont proposé de remplacer le Suroît par la production éolienne et des mesures d'efficacité énergétique ou une combinaison des deux. La Régie appuie le développement de ces filières tout en agissant avec circonspection quand il s'agit de porter un jugement sur ce qui est nécessaire pour assurer la sécurité des approvisionnements en électricité du Québec.

Le débat concernant le projet du Suroît interpelle les Québécois qui devront faire des choix parmi des filières énergétiques qui comportent leur lot d'avantages et d'inconvénients.

L'Avis de la Régie au ministre vise à contribuer à faire le meilleur choix.

INTRODUCTION

La demande du ministre des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs (le ministre)

Le 9 février 2004, le ministre adressait à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande concernant la sécurité énergétique des consommateurs québécois (l'Avis).

Le 11 février 2004, à la demande de la Régie, le ministre prolongeait jusqu'au 30 juin 2004 le délai accordé pour donner cet Avis.

La portée du mandat

Cet Avis est demandé dans le contexte de préoccupations sur la sécurité énergétique des Québécois. L'élément déclencheur de cette demande est relié à la question de savoir si le projet de centrale thermique du Suroît est nécessaire à cette fin. D'une façon plus générale, le ministre veut savoir si la capacité de production d'électricité au Québec doit être augmentée, afin de répondre à la demande en électricité d'ici 2010. Si tel était le cas, le ministre veut savoir quelles sont les options de production d'électricité possibles, et ce, dans le respect du développement durable. Le ministre veut également connaître l'apport des mesures d'efficacité énergétique, qui peuvent réduire les besoins additionnels de production d'électricité.

Les enjeux de société

Le débat concernant le projet du Suroît interpelle les Québécois qui devront faire des choix parmi des filières énergétiques qui comportent leur lot d'avantages et d'inconvénients.

Les questions énergétiques et environnementales soulèvent beaucoup de passion. Nous consommons toujours plus d'énergie et, inévitablement, nous devons recourir à un surcroît de production. Se posent alors des questions sur la filière à choisir : plus ou moins polluante, plus ou moins

mature, plus ou moins dispendieuse. Ce choix est toujours déchirant. Au Québec, heureusement, nous avons le choix, ce qui n'est pas toujours le cas dans la majorité des régions du monde.

La Régie a compris que les Québécois désirent un approvisionnement sécuritaire provenant d'une énergie propre, et ce, au meilleur coût.

Il n'y a toutefois pas de réponse magique. Choisir l'efficacité énergétique demanderait aux Québécois d'accepter les contraintes que cela suppose quant à leurs habitudes de consommation. Réaliser un grand projet hydraulique a des impacts territoriaux. Construire une centrale au gaz naturel a des répercussions sur les gaz à effet de serre. Ériger 500 éoliennes qui produiraient 1 000 MW, c'est construire 500 édifices de plus de 30 étages. On ne peut donc faire un choix sans qu'il y ait des coûts sociaux, économiques et environnementaux.

L'Avis de la Régie au ministre vise à contribuer à faire le meilleur choix.

Le présent Avis

La Régie procède, en **Partie A**, à une analyse réaliste et prudente de la prévision de la demande en énergie et en puissance pour la période de 2004 à 2011. Elle évalue l'apport des mesures d'efficacité énergétiques pouvant être mises en place en temps opportun. Elle dresse un bilan des besoins énergétiques du Distributeur, qu'elle compare aux ressources dont dispose le Producteur et qu'il prévoit mettre en service d'ici 2011.

Dans la **Partie B**, la Régie examine les options permettant de répondre à l'accroissement de la demande québécoise en électricité. Elle analyse les ressources du Producteur et le mode de gestion de ses réserves énergétiques, afin d'évaluer s'il est en mesure de respecter ses engagements. Elle examine ensuite les filières de production hydroélectrique, thermique et éolienne aux Québécois.

Tous ces choix comportent leur lot d'avantages et d'inconvénients et, dans une perspective de développement durable, sont inévitablement reliés à des préoccupations économiques, sociales et environnementales.

La Régie aborde certaines questions reliées au **cadre réglementaire** dans lequel évoluent les divisions d'Hydro-Québec. Ce cadre a été contesté par plusieurs participants à l'audience. Des nombreux commentaires et suggestions ayant été émis lors de cette consultation publique, **la Régie tire ses conclusions et formule ses recommandations au ministre.**

CADRE LÉGAL

La procédure de consultation publique

Conformément aux articles 25 et 42 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, la Régie a demandé à Hydro-Québec de présenter le 10 mars 2004 sa prévision de la demande en électricité. Elle a tenu ensuite, dans le présent dossier R-3526-2004, une [consultation publique](#) du 3 au 20 mai 2004 afin de recueillir des informations et des propositions concrètes et pertinentes en vue de formuler le présent Avis au ministre. Les participants ont pu poser des questions aux représentants des différentes divisions d'Hydro-Québec. Par la suite, les participants ont présenté leurs mémoires et répondu aux questions de la Régie et d'Hydro-Québec.

La Régie a reçu des mémoires de 51 participants, dont les noms sont indiqués en annexe au présent Avis.

Hydro-Québec

Dans le présent Avis, en plus de référer à Hydro-Québec comme entité intégrée, la Régie désigne également ses différentes divisions sous la terminologie suivante :

- Le **Distributeur** désigne Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (HQD). **C'est la division titulaire du droit exclusif de distribuer l'électricité sur la presque totalité du territoire québécois. Cette division est réglementée et ses tarifs sont fixés par la Régie.**
- **TransÉnergie** désigne Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité. **TransÉnergie transporte l'électricité des unités de production jusqu'au réseau du Distributeur au moyen de lignes de moyenne et haute tensions (44 kilovolts et plus). Cette division est également réglementée par la Régie.**
- Le **Producteur** désigne Hydro-Québec dans ses activités de production ou de fournisseur d'électricité (HQP). **Le Producteur construit et gère les centrales de production et fournit de l'électricité au Distributeur conformément aux contrats d'approvisionnement, dont celui portant sur l'électricité patrimoniale. Le Producteur est le fournisseur principal du Distributeur. Il n'est pas réglementé mais la Régie approuve tout contrat d'approvisionnement conclu entre le Producteur et le Distributeur.**

Cadre réglementaire

L'approvisionnement des Québécois en électricité est l'affaire d'Hydro-Québec dans son ensemble suivant les obligations dévolues à chacune de ses divisions par la [Loi sur Hydro-Québec](#) et la [Loi sur la Régie de l'énergie](#).

**Loi sur
Hydro-Québec**

Hydro-Québec n'est pas exclusivement un fournisseur d'électricité. L'objectif premier d'Hydro-Québec (art. 22) est de *fournir de l'énergie*, c'est-à-dire de l'électricité, du gaz, de la vapeur et toute autre forme d'énergie. Pour la réalisation de ses objectifs, Hydro-Québec prévoit notamment les besoins du Québec en énergie et les moyens de les satisfaire dans le cadre des politiques énergétiques que le gouvernement peut, par ailleurs, établir (art. 22.1).

Hydro-Québec a également une obligation spécifique de fournir l'électricité patrimoniale, c'est-à-dire un volume annuel de consommation d'électricité pour le marché québécois jusqu'à concurrence de 165 TWh (art. 22) tel qu'explicitée au [décret 1277-2001 concernant les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale](#).

**Décret sur
l'énergie
patrimoniale**

Hydro-Québec fournit l'électricité patrimoniale en produisant ou achetant l'électricité, soit en rappelant de l'électricité en vertu des contrats spéciaux ou d'ententes de services comportant des clauses à cet effet.

Le décret spécifie les points de livraison de l'électricité patrimoniale, le mode de calcul du volume de 165 TWh, le pourcentage des pertes de transport et de distribution, le volume avant pertes, et les 8 760 puissances horaires rendues disponibles chaque année par le Producteur.

Le Producteur a l'obligation de fournir un volume annuel avant pertes de 178,86 TWh d'électricité patrimoniale et une puissance maximale de 34 342 MW. Le Distributeur peut donc disposer d'un volume légèrement supérieur à 165 TWh si les pertes réelles sont maintenues à un niveau inférieur au taux de 8,4 % indiqué au décret.

Le coût moyen de l'électricité patrimoniale est présentement fixé à 2,79 ¢/kWh suivant les dispositions de l'article 52.2 de la [Loi sur la Régie de l'énergie](#).

Au-delà de ce volume d'électricité, il incombe au Distributeur de veiller à l'approvisionnement du marché québécois conformément aux règles prévues à la [Loi sur la Régie de l'énergie](#) et de se procurer les volumes d'électricité postpatrimoniale dont il a besoin.

Loi sur la Régie de l'énergie

Le Distributeur est titulaire d'un droit exclusif de distribution d'électricité sur l'ensemble du territoire du Québec à l'exclusion des territoires desservis par certains réseaux municipaux ou privés (art. 62). Le Distributeur et les autres titulaires de droit exclusif de distribution d'électricité ont l'obligation de distribuer l'électricité à toute personne qui le demande dans le territoire où s'exerce leur droit exclusif (art. 76). À cette fin, le Distributeur a l'obligation de préparer et de soumettre à l'approbation de la Régie un Plan d'approvisionnement décrivant les caractéristiques des contrats qu'il entend conclure pour satisfaire aux besoins du marché québécois après l'application des mesures d'efficacité énergétique (art. 72).

Le Plan d'approvisionnement 2002-2011 du Distributeur fut approuvé par la Régie par ses décisions [D-2002-17](#), [D-2002-169](#) et [D-2002-169R](#), à la suite d'un examen public.

La Régie, en plus d'approuver le Plan d'approvisionnement du Distributeur et les contrats d'approvisionnement conclus en application de ce plan, surveille les opérations du Distributeur et des autres titulaires d'un droit exclusif de distribution d'électricité, afin de s'assurer que les consommateurs aient des approvisionnements suffisants (art. 31).

Le Producteur a une obligation légale de livrer **l'électricité patrimoniale** au Distributeur aux conditions du [décret](#). La Régie a néanmoins imposé une [obligation](#) au Distributeur de voir à ce qu'Hydro-Québec soit en mesure de s'acquitter de son obligation statutaire. En effet, elle a exigé le dépôt, deux fois l'an, de documents émanant d'Hydro-Québec et démontrant que les critères de fiabilité en puissance (maximum de 2,4 heures de délestage par année) et en énergie (maintenir une réserve énergétique suffisante pour

comblent un déficit éventuel d'apport d'eau de 64 TWh sur deux années consécutives) sont respectés.

Pour ses **besoins postpatrimoniaux**, le Distributeur doit procéder par appels d'offres et doit *accorder un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement* (art. 74.1). Dans l'état actuel de la législation, si des approvisionnements additionnels sont requis pour assurer la sécurité d'approvisionnement des Québécois, il incombe au Distributeur de les obtenir au prix du plus bas soumissionnaire, sans égard à sa provenance.

Dans ce contexte, le Distributeur a été autorisé à contracter des approvisionnements postpatrimoniaux hydroélectrique de long terme auprès du Producteur à la hauteur de 600 MW, thermique de TransCanada Energy pour 507 MW (décision [D-2003-159](#)), et plus récemment, en provenance de la biomasse auprès de deux fournisseurs pour 39 MW (décision [D-2004-115](#)).

PARTIE A : LE BILAN ÉNERGÉTIQUE DU QUÉBEC

CHAPITRE 1 : LA PRÉVISION DE LA DEMANDE

Ce chapitre présente une vue d'ensemble de la prévision de la demande en énergie et en puissance. Il contient :

- la plus récente prévision de la demande par le Distributeur, en date d'août 2003;
- les ventes réelles de 2003 et celles anticipées pour 2004;
- les ajustements à la prévision effectués au cours des dernières années et ses intrants;
- l'impact des projets industriels sur les ventes; et
- les conclusions tirées par la Régie.

1.1 La prévision du Distributeur

Demande d'énergie

La prévision de la demande d'électricité au Québec effectuée en août 2003 est la plus récente du Distributeur. Selon cette prévision, les ventes devraient atteindre 184,4 TWh en 2011, ce qui représente une croissance de 20,1 TWh par rapport aux ventes prévues pour 2003. La prévision prend en compte la réduction des ventes attribuables aux économies d'énergie prévues au Plan d'approvisionnement du Distributeur.

La plus importante source de croissance des ventes provient du secteur industriel Grandes entreprises qui, à lui seul, compte pour 58 % de cette croissance, soit près de 12 TWh. De son côté, le secteur domestique et agricole compte pour 18 % de la croissance prévue. Le détail des ventes par secteur de consommation et les économies d'énergie prises en compte dans la prévision des ventes sont présentés à la fin du présent chapitre.

Demande en puissance

Pour les besoins en puissance, le Distributeur prévoit qu'ils devraient atteindre 37 240 MW en 2011, ce qui représente des besoins additionnels de 3 040 MW à ce qui était prévu pour l'hiver 2003-2004. Tandis que les ventes du secteur industriel - Grandes entreprises augmentent de 58 %, les besoins en puissance de ce secteur croissent dans une proportion moindre, à savoir 46 %. La croissance des besoins en puissance du secteur domestique et agricole pour le chauffage électrique des locaux est de 700 MW. Le détail des prévisions des besoins en puissance pour le scénario moyen du Distributeur est aussi fourni à la fin du présent chapitre.

Distinction entre énergie et puissance

La puissance est la capacité d'accomplir un travail, comme allumer une ampoule, à un instant donné. La puissance s'exprime en watts (W).

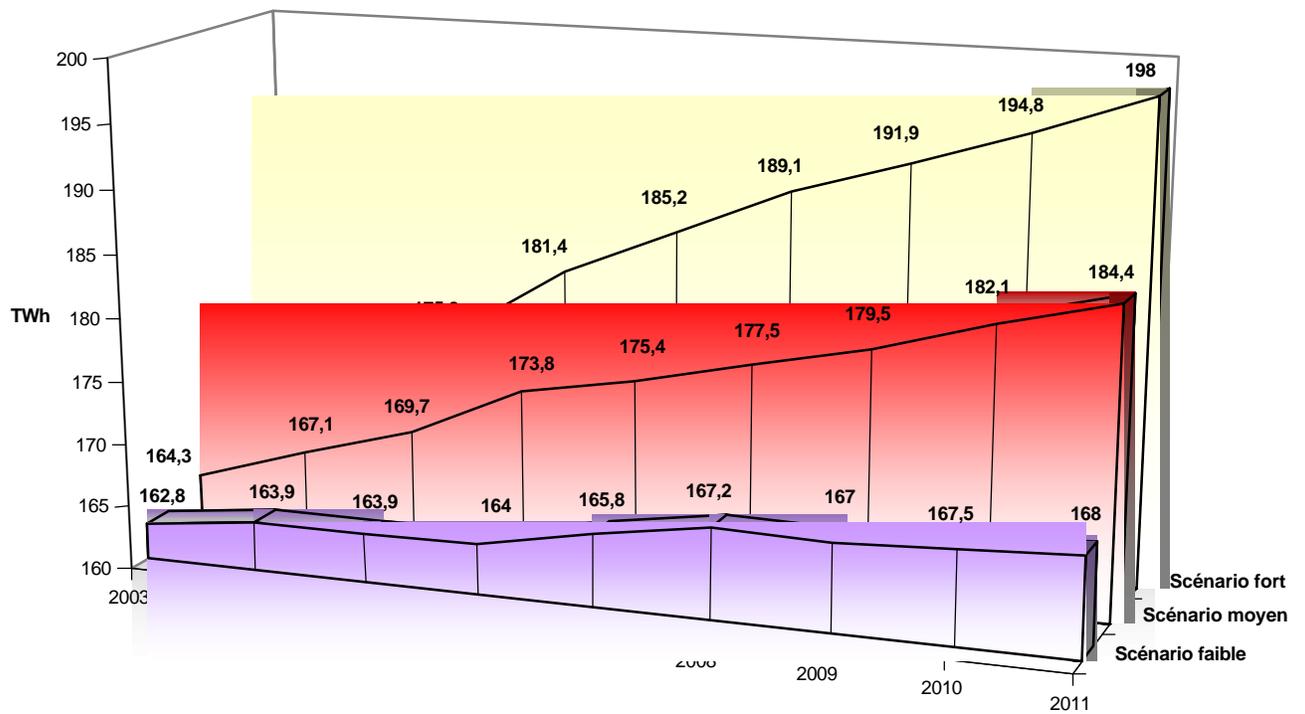
L'énergie représente la puissance utilisée durant une période de temps donnée. On détermine l'énergie en multipliant la puissance par le temps d'utilisation. L'énergie est donc mesurée en kilowattheures (kWh), mégawattheures (MWh), gigawattheures (GWh) et térawattheures (TWh).

Par exemple, une ampoule électrique d'une puissance de 100 W fonctionnant pendant 10 heures consomme une énergie de 1 000 Wh ou, autrement dit, de 1 kWh. Aussi, une ampoule électrique de 60 W doit fonctionner pendant 16,7 heures pour consommer le même kWh d'énergie.

<i>kW (kilowatt)</i>	10^3 W ou 1000 watts
<i>kWh (kilowattheure)</i>	10^3 Wh ou 1000 wattheures
<i>MW (mégawatt)</i>	10^6 W ou 1000 kilowatts
<i>MWh (mégawattheure)</i>	10^6 Wh ou 1000 kilowattheures
<i>GW (gigawatt)</i>	10^9 W ou 1 million de kilowatts
<i>GWh (gigawattheure)</i>	10^9 Wh ou 1 million de kWh
<i>TW (térawatt)</i>	10^{12} W ou 1 milliard de kW
<i>TWh (térawattheure)</i>	10^{12} Wh ou 1 milliard de kWh

Le Distributeur gère l'aléa de la demande en réalisant plusieurs scénarios : le moyen et les scénarios d'encadrement, dits fort et faible. Ces trois scénarios, réalisés avec la même méthodologie, reposent respectivement sur les scénarios moyen, fort et faible des prévisions démographiques, économiques et des prix des combustibles. La fourchette formée par les scénarios fort et faible couvre des risques ayant une probabilité d'occurrence de l'ordre de 80 %. Les graphiques A-1 et A-2 présentent les prévisions des ventes et les besoins en puissance.

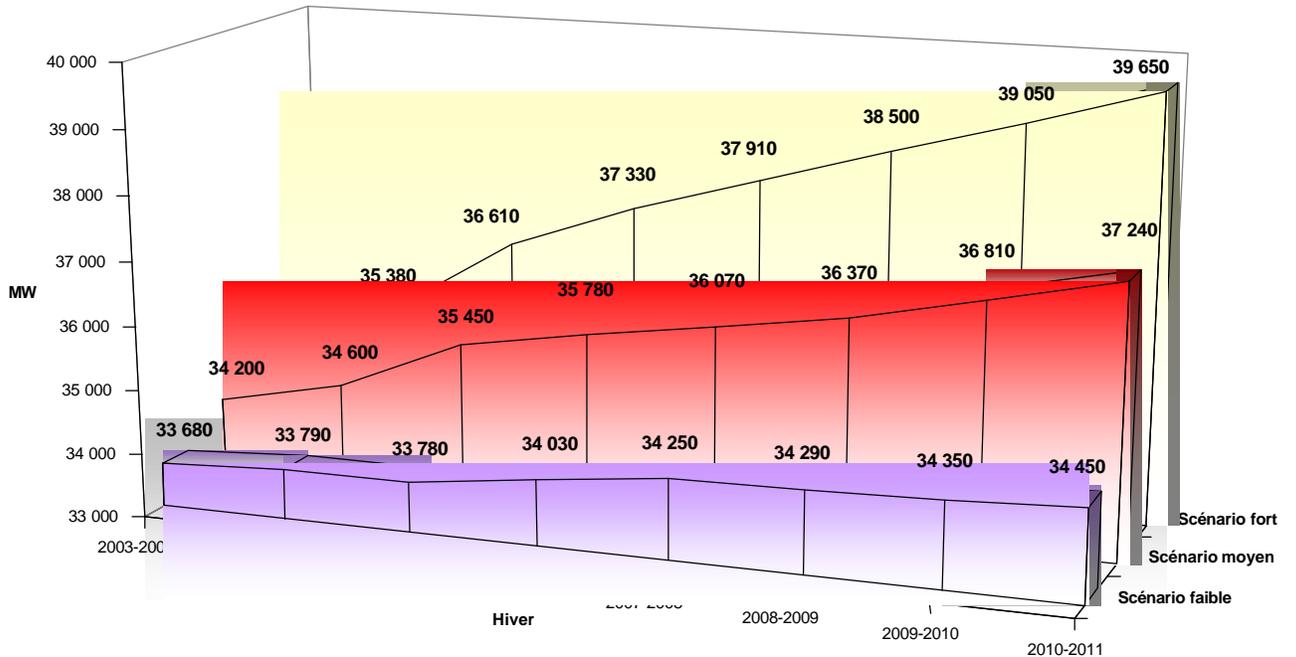
Graphique A-1 : Prédiction des ventes régulières au Québec – révision d'août 2003



N.B. : Les données de 2003 incluent les ventes publiées de janvier à juillet 2003, normalisées pour tenir compte des conditions climatiques.

Source : Régie de l'énergie

Graphique A-2 : Besoins en puissance à la pointe d'hiver – révision d'août 2003



Source : Régie de l'énergie

Prévisions du MRNFP

Le ministère des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs du Québec (MRNFP) produit également un scénario de croissance des ventes d'Hydro-Québec, qui prévoit des ventes de 182,0 TWh à l'horizon 2011. L'écart entre les ventes prévues par le MRNFP et le Distributeur est faible. Il n'est que de 2,4 TWh (1,3 %). Le tableau de cette comparaison est présenté à la fin du présent chapitre.

1.2 Les ventes réelles de 2003 et la pointe de l'hiver 2003-2004

Ventes prévues et réelles

La Régie a procédé à l'approbation du Plan d'approvisionnement 2002-2011 du Distributeur et a alors analysé la prévision de la demande. Depuis lors, plusieurs événements ont stimulé les ventes d'électricité au Québec amenant le Distributeur à revoir à la hausse sa prévision initiale. Ainsi, à partir de l'exercice de prévision d'août 2003, on constate que les ventes prévues de 2003 ont été rehaussées de 4,1 TWh par rapport à la prévision d'août 2001.

Selon les données du Distributeur, il s'est vendu 167,1 TWh au Québec en 2003. Les ventes normalisées pour cette même année ont été de 165,7 TWh, soit 1,4 TWh de plus que la prévision des ventes (164,3 TWh) du mois d'août 2003.

Normalisation des ventes

Les prévisions du Distributeur sont faites en fonction des températures moyennes. Cependant, les conditions climatiques varient sensiblement d'une année à l'autre et, ce faisant, elles influencent les ventes d'électricité et les besoins en puissance. La normalisation permet d'exclure l'effet des variations de température (l'aléa climatique) sur le niveau des ventes réalisées.

L'écart type (une mesure de dispersion par rapport à la moyenne) de l'impact de l'aléa climatique sur les besoins en énergie est de 1,9 TWh. Par rapport aux conditions climatiques de l'hiver le plus froid répertorié, les besoins seraient de près de 4 TWh de plus que lors d'une année moyenne. En termes de puissance, l'écart type de l'aléa climatique atteint 1 200 MW en janvier et février. Dans le cas le plus extrême, l'aléa climatique serait responsable de besoins en puissance additionnels de 4 300 MW.

Toujours en 2003, le volume d'électricité patrimoniale a pratiquement été atteint. Le Distributeur estime, après ajustement, à 164,95 TWh le volume d'électricité patrimoniale livrée par le Producteur. L'évolution de l'année 2004 laisse prévoir que les ventes pourraient excéder le volume d'électricité patrimoniale, et ce, pour la première fois.

Électricité patrimoniale

L'électricité patrimoniale fait référence à la rente énergétique québécoise d'un volume annuel d'énergie de 165 TWh fixé par la loi pour l'approvisionnement du marché québécois. Elle est mise à la disposition du Distributeur par le Producteur à un coût moyen de 2,79 ¢/kWh.

Croissance

À court terme, une bonne partie de cette croissance est due à l'effervescence du marché de la rénovation et de la construction, où des sommets jamais égalés depuis 1988 ont été atteints (42 500 unités en 2002 et 50 300 unités en 2003). L'activité industrielle plus soutenue a entraîné elle aussi des ventes plus importantes.

À long terme, la prévision des ventes pour l'année 2011 a été revue à la hausse par le Distributeur de près de 10 TWh, par rapport à l'estimation de 2001. Une partie de cette révision, 6 TWh, s'explique par l'ajout de cinq nouveaux projets industriels importants, notamment la Phase 2 de l'aluminerie Alouette et les projets d'optimisation et de modernisation d'autres alumineries. L'autre partie, 4 TWh, s'explique par l'effervescence du secteur de la construction résidentielle, de même que par la demande des clients au tarif BT.

Tarif BT

Le tarif BT est un tarif bi-énergie destiné à la clientèle commerciale, institutionnelle et industrielle. Ce tarif a été créé en 1983 par Hydro-Québec afin d'écouler ses surplus en attirant de nouveaux clients utilisant une autre source d'énergie. Au fil des années, le tarif a subi plusieurs changements dans le but de s'adapter aux nouvelles réalités d'Hydro-Québec, notamment à l'égard de l'hydraulicité. Il est présentement à l'étude par la Régie.

La Régie est actuellement saisie d'une demande d'abrogation du tarif BT. Le Distributeur estime que son abrogation pourrait entraîner une diminution progressive de la consommation annuelle d'électricité atteignant 1,5 TWh d'ici 2006.

Bien que les ventes réelles dépassent nettement la prévision de 2001, les ventes se situent toujours à l'intérieur des scénarios d'encadrement prévus au Plan d'approvisionnement 2002-2011.

Pour leur part, les besoins du Distributeur en puissance à la pointe d'hiver 2003-2004 ont dépassé de 1 500 MW la prévision de 34 200 MW. En effet, le 15 janvier 2004, les besoins en puissance ont atteint une pointe de 35 704 MW. Ils auraient été plus élevés de 800 MW sans l'appel à la collaboration de la population. Une fois normalisée, cette pointe est de 34 670 MW, soit 470 MW de plus que celle prévue.

1.3 Les ventes prévues de 2004 à 2011

La prévision de la demande représente un exercice complexe touchant à la fois la conjoncture économique et les aspects démographiques. Les ventes réelles peuvent différer sensiblement des prévisions. Par exemple, les ventes de 2003 témoignent d'une hausse par rapport aux prévisions réalisées en août 2003 par le Distributeur, et les dernières données laissent entrevoir que les ventes de 2004 vont aussi excéder la prévision.

La Régie étudie les principales variables démographiques, économiques et énergétiques servant d'intrants à la réalisation de la prévision de la demande, afin de déterminer quel scénario de croissance de la demande doit être utilisé. Les variables utilisées par le Distributeur apparaissent à la fin du présent chapitre.

Variables

démographiques Pour les années 2002 et 2003, il est manifeste que le Distributeur a significativement sous-estimé le nombre de mises en chantier réalisées et qu'il en sera de même en 2004. Un tel niveau de mises en chantier ne peut toutefois se poursuivre à long terme. Le nombre de mises en chantier devrait être légèrement plus faible en 2004 qu'en 2003, alors que le retour à des niveaux historiques risque de ne se produire qu'en 2006.

Les variables démographiques sont les principaux intrants servant à prévoir la demande des secteurs domestique et agricole, ainsi que général et institutionnel.

Les mises en chantier ont connu une forte progression au cours des deux dernières années, ce qui a amené le Distributeur à sous-évaluer les ventes du secteur domestique et agricole. Au total, pour l'année 2002, il y a eu 42 500 unités de construites, tandis qu'en 2003 ce chiffre atteignait 50 300 alors que sur la période de 1995 à 2001, les mises en chantier ont été relativement stables, variant entre 21 000 et 27 000 unités en fonction de l'activité économique.

Pour l'année 2004, le Distributeur estime qu'il devrait y avoir 36 000 mises en chantier au Québec. Or, les prévisions de la Société canadienne d'hypothèques et de logement (SCHL) du mois de mai de cette année permettent de croire qu'il y aura environ 49 500 unités de construites pour le Québec en 2004 et, possiblement, 43 000 en 2005.

Dans la prévision de la demande, la Régie doit accorder une attention particulière aux mises en chantier. Si la prévision des mises en chantier s'écarte de 10 000 unités par rapport aux données réelles, il en résultera une hausse appréciable des ventes d'électricité. Le Distributeur évalue cet impact à quelque 200 GWh. Ainsi, **si les prévisions de la SCHL se réalisent, le nombre de mises en chantier sera sous-estimé de 14 000 unités en 2004 par le Distributeur et la demande de près de 300 GWh.**

Pour les prochaines années, le Distributeur estime que la population du Québec continuera de croître, mais à un rythme plus lent que par le passé. En 2011, elle atteindra 7,684 millions d'habitants. Sur cet horizon, le solde migratoire est positif à près de 15 000 personnes par an en moyenne, et vient légèrement appuyer la croissance naturelle de la population. **En 2011, l'Institut de la statistique du Québec (ISQ) prévoit quant à lui qu'il devrait y avoir quelque 83 000 personnes de plus au Québec que ce que le Distributeur a retenu dans sa prévision.**

Variables économiques

En 2004, l'activité économique au Québec pourrait s'avérer moins favorable que ce qui est anticipé par le Distributeur. Cependant, en 2005, la performance de l'économie devrait être meilleure que ce que laissent entrevoir ses prévisions. À plus long terme, rien ne laisse présager que les tendances retenues par le Distributeur soient incorrectes.

L'activité économique a évidemment une forte influence sur les ventes de tous les secteurs. Ainsi, en 2004, le Distributeur retient une croissance du produit intérieur brut (PIB) de 3,2 %, tandis qu'en 2005, il table sur une croissance plus

faible estimée à 2,2 %. Entre 2006 et 2011, des croissances variant entre 2,4 % et 2,6 % sont retenues.

La Banque Royale du Canada prévoit plutôt des croissances de 2,9 % et 3,3 % du PIB réel au Québec pour 2004 et 2005, tandis que le Ministère des Finances du Québec prévoit des hausses respectives de 2,7 % et 2,9 %. Selon ces données, il apparaît que les hypothèses du Distributeur surestiment légèrement la croissance économique en 2004, mais la sous-estiment en 2005.

Le secteur industriel réagit rapidement aux variations de l'activité économique. Le Distributeur évalue qu'une augmentation de 1 % du PIB manufacturier peut provoquer un accroissement des ventes de 550 GWh par année.

En 2004, le Distributeur prévoit une croissance du PIB manufacturier de 4,6 % : il s'agit d'une reprise de l'activité de ce secteur puisqu'il avait été pratiquement en récession en 2003. La matérialisation de cette reprise dépend en partie de l'impact réel de l'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain, ce qui nuit aux exportations canadiennes vers les États-Unis. Cependant, la vigueur de l'économie américaine pourrait limiter cet effet.

Par ailleurs, les prévisions du Distributeur du revenu personnel disponible pour le Québec sont respectivement de 2,8 % et de 1,8 % pour les années 2004 et 2005. Selon la Fédération des Caisses Desjardins, on pourrait plutôt s'attendre à ce que cette variable évolue de 2,6 % à 2,7 % pour ces mêmes années. En comparaison, la Banque Royale du Canada a des prévisions encore plus élevées, soit 3,4 % et 4,0 % pour cette période.

Variables énergétiques

La faiblesse relative du prix de l'électricité eu égard aux prix des sources d'énergie alternatives porte à croire que la consommation d'électricité au Québec sera privilégiée en 2004 et 2005. À plus long terme, la position concurrentielle de l'électricité retenue par le Distributeur reflète les tendances de prévisionnistes reconnus dans ce domaine.

Les prévisions du prix du gaz naturel et du pétrole servent à évaluer la position concurrentielle de l'électricité par rapport aux autres sources énergétiques dans la prévision de la demande.

L'impact des variations du prix des combustibles peut être significatif, principalement dans le secteur général et institutionnel. Le Distributeur note qu'une augmentation de 25 % du prix des combustibles provoque une hausse de 175 GWh dès la première année et, après 5 ans, que son impact est de l'ordre de 550 GWh.

Le Distributeur a retenu des prix du gaz naturel de 5,94 \$/mpc (millier de pieds cubes) et 5,58 \$/mpc à la frontière de l'Alberta pour 2004 et 2005. À plus long terme, le prix est légèrement inférieur, alors qu'il oscille entre 4,94 \$/mpc et 5,36 \$/mpc.

Le prix du gaz naturel a connu d'importantes variations ces derniers temps, de sorte que le Distributeur sous-estime légèrement le prix de cette énergie à court et moyen termes. Cependant, compte tenu notamment du développement et de la pénétration du gaz naturel liquéfié comme alternative aux gisements continentaux actuellement disponibles, la Régie ne croit pas que la prévision à la hausse du gaz naturel, évoquée par les participants, reflète l'évolution des prix à plus long terme.

Pour ce qui est du prix du pétrole brut WTI en 2004 et 2005, le Distributeur retient des prix de 26,05 \$ et 25,04 \$US/baril, respectivement. À plus long terme, les prix varient entre 25\$ et 30 \$US/baril. La publication *Consensus Forecasts*

quant à elle estime que le prix du WTI devrait être de l'ordre de plus de 30 \$US/baril en 2004 et 2005.

La position concurrentielle de l'électricité est actuellement meilleure que ce que le Distributeur anticipait au moment de réaliser la prévision des ventes en août dernier. La position concurrentielle de l'électricité par rapport au pétrole apparaît la plus largement sous-estimée.

1.4 La croissance du secteur industriel (PME et Grandes entreprises)

Le gouvernement est un acteur important dans la réalisation de projets industriels majeurs. La Régie est d'avis que le gouvernement doit arbitrer entre les avantages que procurent ces projets pour le développement économique du Québec et le coût des approvisionnements du Distributeur au prix de marché.

Importance du secteur

Il est intéressant de noter l'importance de l'activité du secteur industriel sur les ventes d'électricité au Québec. La croissance de ce secteur est responsable de 58 % de la croissance des ventes au Québec, ainsi que plus de 46 % de la croissance des besoins en puissance à la pointe d'hiver à l'horizon 2011 selon le scénario moyen. Cette croissance des ventes au Québec sera grandement influencée par le développement de la production de l'aluminium, puisque 8,1 TWh sont attribuables aux projets des alumineries. Le tableau A-1 présente les croissances anticipées selon le scénario moyen et les scénarios d'encadrement fort et faible.

**Tableau A-1 : Consommation⁽ⁱ⁾ des projets d'alumineries
(révision d'août 2003)**

En TWh	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Engagés ⁽ⁱⁱ⁾	0,6	2,7	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
En négociation ⁽ⁱⁱⁱ⁾	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	2,1	3,1
Scénario moyen	0,6	2,7	5,1	5,1	5,1	6,3	7,3	8,1
Engagés	0,6	3,8	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
En négociation	0,4	0,8	1,3	1,7	1,9	2,3	2,5	3,1
Scénario fort	1,0	4,6	6,3	6,8	7,0	7,4	7,6	8,1
Engagés	0,6	0,6	1,6	3,6	4,6	4,6	4,6	4,6
En négociation	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Scénario faible	0,6	0,6	1,6	3,6	4,6	4,6	4,6	4,6

(i) Incluant des pertes de transport de 5,2%.

(ii) Les projets engagés sont ceux de l'aluminerie Alouette à Sept-Îles (500 MW) et l'octroi de 66 MW à Alcoa pour l'optimisation de la production de ses usines.

(iii) La modernisation d'Alcoa à Baie-Comeau (175 MW) et d'autres optimisations de production chez Alcoa et Alcan. Le projet d'expansion d'Alcoa à Deschambault n'a pas été retenu à l'horizon 2011.

Source : Hydro-Québec

La réalisation ou non de ces projets a un impact direct quant aux approvisionnements requis par le Distributeur. Par exemple, la réalisation du projet d'Alcoa à Deschambault augmenterait vraisemblablement la demande de près de 4,1 TWh, alors qu'actuellement le Distributeur ne l'incorpore pas dans sa prévision de la demande.

Conclusion

Un scénario de croissance des ventes compris entre les scénarios moyen et fort de 2003 est le plus susceptible de se réaliser. La Régie retient donc un scénario mi-fort de croissance des ventes.

Certains facteurs créent un impact à la hausse sur les ventes du Distributeur. Les ventes de 2003 ont dépassé les prévisions et celles de 2004 devraient également dépasser les ventes prévues. La vigueur des mises en chantier en 2004, voire même en 2005, se maintiendra. Les ventes québécoises vont dépasser le volume d'électricité patrimoniale de 165 TWh dès 2004. La position concurrentielle de l'électricité, meilleure que celle prévue par le Distributeur pour l'horizon 2004-2005, pourrait également influencer à la hausse la consommation d'électricité.

Parmi les éléments pouvant faire baisser la consommation d'électricité se trouve l'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain, qui pourrait continuer de nuire aux exportations québécoises de biens et services en 2004. Cet effet serait cependant contrebalancé par la performance économique du Québec en 2005, qui pourrait être meilleure que celle anticipée par le Distributeur.

Également, la prévision des ventes prend en compte la consommation des clients au tarif BT. Cependant, la Régie étudie actuellement une demande d'abrogation de ce tarif d'ici l'année 2006. Une éventuelle abrogation pourrait avoir une incidence à la baisse sur la prévision de la demande d'environ 1,5 TWh d'ici 2006.

Il y a des risques que la consommation du secteur industriel soit plus élevée que ce que le Distributeur prévoyait dans l'éventualité de la réalisation du projet d'expansion de l'aluminerie d'Alcoa à Deschambault ou du devancement d'autres projets. En contrepartie, il est également possible que des projets en négociation ne se réalisent pas et que des retards surviennent dans ceux déjà engagés. Par contre, tout laisse croire que les hypothèses retenues par le Distributeur lors de la réalisation de sa prévision d'août 2003 demeurent valides.

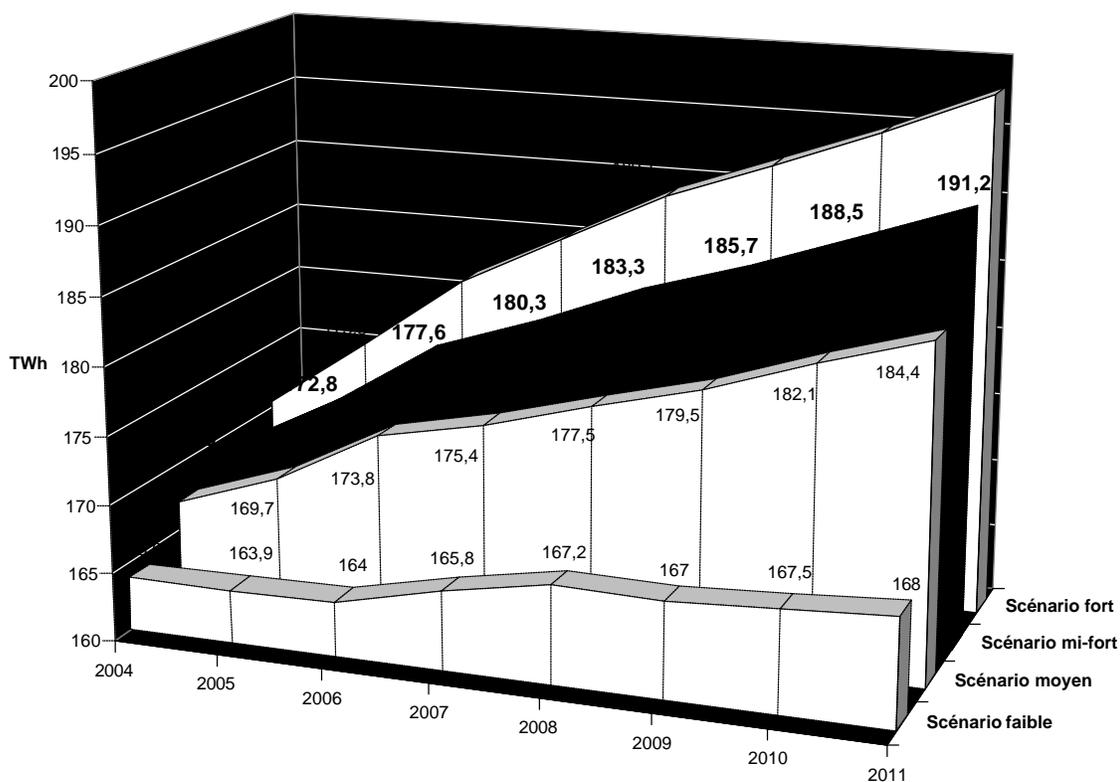
La prise en compte de tous ces facteurs nous amène à croire que le scénario le plus susceptible de se réaliser se situe entre les scénarios moyen et fort évalués par le Distributeur en août 2003. La Régie retient le scénario mi-fort de croissance des ventes pour étudier la sécurité des approvisionnements du Québec.

RECOMMANDATION N° 1

La Régie recommande de retenir le scénario mi-fort de croissance des ventes pour étudier la sécurité des approvisionnements des Québécois.

Le graphique A-3 présente le scénario mi-fort des ventes au Québec pour la période 2004-2011, où le volume d'électricité patrimoniale est atteint dès 2004.

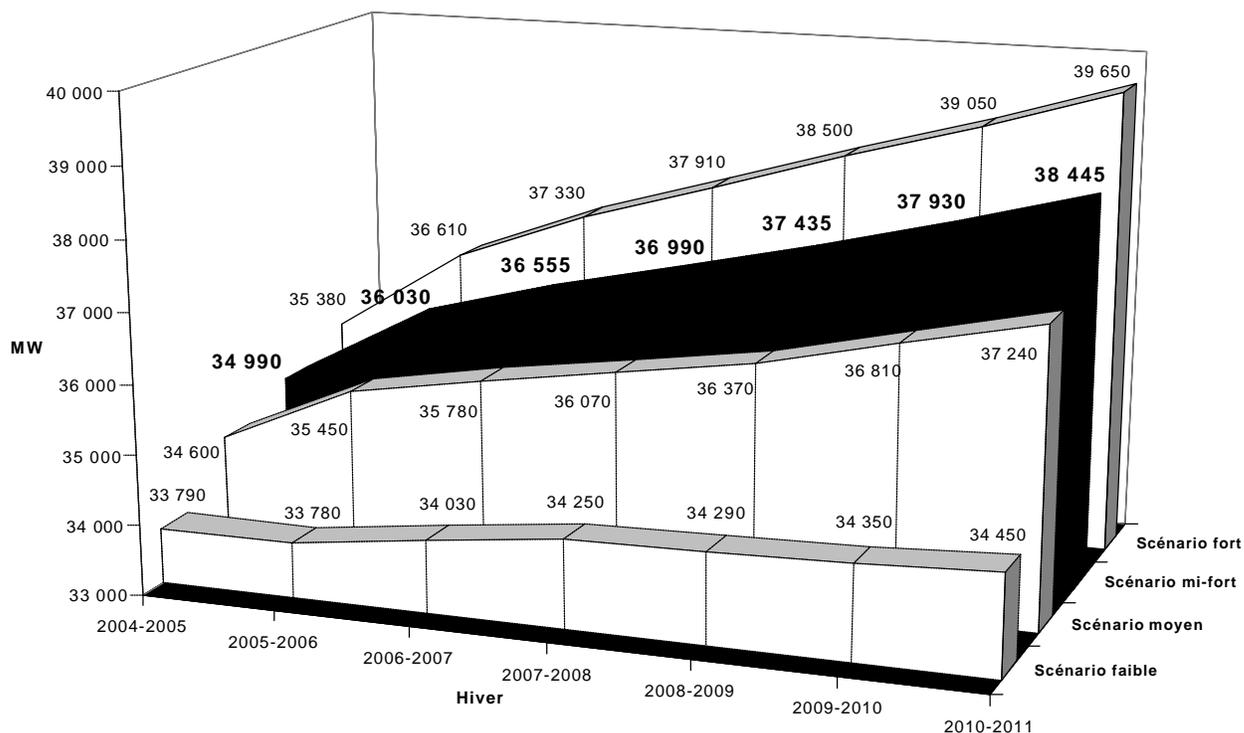
Graphique A-3 : Prédiction des ventes régulières au Québec – Scénario mi-fort



Source : Régie de l'énergie

Le graphique A-4 présente la demande en puissance pour la période 2004-2011. L'établissement de cette demande repose sur l'hypothèse que le scénario mi-fort s'applique également à la demande en puissance. Malgré les limites de cette hypothèse, la Régie estime raisonnable de procéder de la sorte, compte tenu de l'information dont elle dispose.

Graphique A-4 : Besoins en puissance à la pointe d'hiver – Scénario mi-fort



Source : Régie de l'énergie

**Tableau A-2 : Prédiction des ventes par secteur de consommation -
Scénario moyen (révision d'août 2003)**

En TWh	2003 ¹	2004 ²	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Croissance	
										TWh	Part
Domestique et agricole	55,3	56,6	56,3	56,9	57,3	57,9	58,0	58,5	59,0	3,7	18 %
Général et institutionnel	31,9	32,7	32,7	33,0	33,3	33,7	33,8	34,1	34,4	2,5	13 %
Industriel PME	10,7	11,2	11,2	11,4	11,5	11,7	11,8	12,0	12,1	1,4	7 %
Industriel Grandes entreprises	61,4	61,8	64,4	67,4	68,1	69,0	70,5	71,9	73,2	11,7	58 %
Autres	4,9	4,9	5,0	5,1	5,1	5,2	5,3	5,5	5,7	0,7	4 %
TOTAL	164,3	167,1	169,7	173,8	175,4	177,5	179,5	182,1	184,4	20,1	100%

1 Incluant les ventes publiées de janvier à juillet 2003, normalisées pour les conditions climatiques.

2 Incluant une provision pour l'ajustement de 0,8 TWh se rapportant aux ventes de 2003.

Source : État d'avancement 2003 du Plan d'approvisionnement 2002-2011.

**Tableau A-3 : Prédvision des besoins en puissance - Scénario moyen
(révision d'août 2003)**

En MW	2003-	2004-	2005-	2006-	2007-	2008-	2009-	2010-	Croissance	
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	MW	Part
Chauffage domestique et agricole	9 550	9 640	9 740	9 840	9 940	10 030	10 130	10 250	700	23 %
Chauffage général et institutionnel	3 220	3 200	3 200	3 200	3 190	3 170	3 170	3 170	-50	-2 %
Bi-énergie CII (tarif BT)	540	600	590	590	580	570	560	550	10	0 %
Eau chaude domestique et agricole	1 510	1 520	1 540	1 560	1 580	1 600	1 620	1 630	120	4 %
Industriel PME	1 690	1 710	1 730	1 760	1 790	1 810	1 840	1 870	180	6 %
Industriel Grandes entreprises	7 500	7 630	8 240	8 330	8 420	8 540	8 740	8 910	1 410	46 %
Autres	10 200	10 290	10 410	10 500	10 570	10 650	10 750	10 850	650	21 %
TOTAL	34 200	34 600	35 450	35 780	36 070	36 370	36 810	37 240	3 040	100 %

Source : État d'avancement 2003 du Plan d'approvisionnement 2002-2011, page 16.

Tableau A-4 : Économies d'énergie prises en compte dans la prévision des ventes (révision d'août 2003)

En TWh	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Économies d'énergie tendanciennes	1,0	1,5	2,0	2,6	3,2	3,8	4,4	5,1
Programme déjà mis en œuvre	2,4	2,3	2,2	2,2	2,2	2,1	2,1	2,0
PGEÉ	0,1	0,3	0,6	0,9	1,1	1,3	1,4	1,4
Total :	3,4	4,1	4,9	5,7	6,5	7,3	8,0	8,6

Tableau A-5 : Économies d'énergie prises en compte dans la prévision de puissance à la pointe d'hiver (révision d'août 2003)

En MW	2004-2005	2005-2006	2006-2007	2007-2008	2008-2009	2009-2010	2010-2011
Économies d'énergie tendanciennes	190	270	350	440	530	620	730
Programme déjà mis en œuvre	360	350	340	340	330	320	320
PGEÉ	60	100	160	200	250	280	280
Total :	610	720	850	980	1 110	1 220	1 330

Tableau A-6 : Ventes d'Hydro-Québec en 2011 : comparaison des prévisions du Distributeur avec celles du MRNFP

En TWh	Scénario du MRNFP	Révision d'août 2003 d'Hydro-Québec	Écart entre les deux prévisions
Domestique et agricole	58,6	59,0	(0,4)
Général et institutionnel	39,1	34,3	4,8
Industriel	79,4	85,3	(5,9)
Autres	4,9	5,7	(0,8)
Ventes totales	182,0	184,4	(2,4)

Tableau A-7 : Principales variables démographiques, économiques et énergétiques - Scénario moyen (révision août 2003)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Population du Québec (milliers)	7 490	7 521	7 546	7 572	7 597	7 621	7 643	7 664	7 684
Âge moyen (ans)	39,23	39,55	39,87	40,19	40,50	40,80	41,09	41,39	41,69
Formation de ménages (milliers)	40,8	35,5	31,5	31,4	30,5	28,5	27,5	26,5	25,8
Croissance du PIB (%)	2,1	3,2	2,2	2,6	2,5	2,4	2,4	2,4	2,4
Croissance du PIB manufacturier (%)	-0,5	4,6	2,4	3,0	2,8	2,6	2,6	2,6	2,6
Croissance du PIB tertiaire (%)	2,7	3,0	2,5	2,6	2,5	2,2	2,2	2,2	2,2
Revenu personnel disponible (%)	2,0	2,8	1,8	2,3	2,2	2,1	2,1	2,1	2,1
Gaz naturel à la frontière de l'Alberta (Can\$/mpc)	7,10	5,94	5,58	4,96	5,05	4,94	5,02	5,17	5,36
Pétrole brut WTI (US\$/baril)	30,56	26,05	25,04	25,32	26,31	27,31	28,30	29,29	30,32

Tableau A-8 : Principales variables démographiques, économiques et énergétiques - Scénario faible (révision août 2003)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Population totale du Québec (milliers)	7 482	7 491	7 495	7 492	7 488	7 483	7 477	7 469	7 460
Âge moyen (ans)	39,25	39,63	40,02	40,40	40,78	41,14	41,50	41,86	42,22
Formation de ménages (milliers)	26,7	20,9	20,0	23,8	21,1	18,9	17,8	16,7	15,2
Croissance du PIB (%)	1,5	1,8	1,4	1,6	1,5	1,6	1,6	1,6	1,6
Croissance du PIB manufacturier (%)	1,2	2,5	1,5	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
Croissance du PIB tertiaire (%)	1,6	1,7	1,7	1,7	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
Revenu personnel disponible (%)	1,0	2,0	1,2	1,1	1,0	1,4	1,4	1,4	1,4
Gaz naturel à la frontière de l'Alberta (Can\$/mpc)	6,56	4,75	4,46	3,97	4,04	3,95	4,02	4,14	4,29
Pétrole brut WTI (US\$/baril)	28,34	22,14	21,29	21,52	22,37	23,21	24,06	24,90	25,77

Tableau A-9 : Principales variables démographiques, économiques et énergétiques - Scénario fort (révision août 2003)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Population totale du Québec (milliers)	7 499	7 550	7 605	7 659	7 712	7 764	7 815	7 864	7 913
Âge moyen (ans)	39,22	39,50	39,76	40,02	40,26	40,49	40,72	40,96	41,19
Formation de ménages (milliers)	47,7	43,4	45,0	44,6	42,4	40,6	39,9	39,2	38,0
Croissance du PIB (%)	3,8	4,5	4,0	3,8	3,6	3,4	3,4	3,4	3,4
Croissance du PIB manufacturier (%)	4,0	6,0	5,2	4,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
Croissance du PIB tertiaire (%)	3,7	4,1	3,6	3,6	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
Revenu personnel disponible (%)	3,8	4,2	4,0	3,7	3,5	2,8	2,8	2,8	2,8
Gaz naturel à la frontière de l'Alberta (Can\$/mpc)	7,64	7,13	6,70	5,96	6,05	5,93	6,03	6,21	6,43
Pétrole brut WTI (US\$/baril)	32,77	29,95	28,80	29,11	30,26	31,40	32,55	33,69	34,87

CHAPITRE 2: L'APPORT DES MESURES D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

La prévision de la demande du chapitre précédent établit les économies d'énergie associées à une prolongation du Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) du Distributeur jusqu'en 2010. Ainsi, l'objectif d'efficacité énergétique de 777 GWh pour 2006 (décision [D-2004-106](#)) passe à 1,46 TWh en 2010.

La Régie examine, dans le présent chapitre, l'apport des mesures d'efficacité énergétique additionnelles pouvant être mises en place en quantité significative pour répondre à l'accroissement de la demande d'ici 2010.

2.1 L'efficacité énergétique au Québec : un contexte énergétique favorable

Le Québec est l'un des plus grands utilisateurs mondiaux d'énergie par habitant et l'électricité y est la forme d'énergie la plus usitée avec 38,8 % de la consommation totale. Cette forte consommation d'énergie s'explique principalement par les rigueurs de l'hiver, les habitudes de consommation, les distances à parcourir dans le secteur du transport, la prédominance du chauffage électrique dans le secteur résidentiel et la présence d'industries énergivores.

Bien que les tarifs soient relativement faibles, la facture globale d'électricité des Québécois est élevée et pourrait croître encore, puisque ces derniers consomment beaucoup d'énergie et que le coût des futurs approvisionnements sera plus élevé que celui de l'électricité patrimoniale.

Prix de l'électricité – tarifs résidentiels (¢/kWh, mai 2003)

Vancouver	6,75	Edmonton	12,84
Winnipeg	6,87	Miami	13,02
Montréal	6,94	Boston	18,26
Toronto	10,32	San Francisco	23,60
Halifax	11,20	New York	30,76

Grâce à ses interventions en efficacité énergétique, le Québec se classe parmi les premiers lors des évaluations nationales. Ces efforts doivent être maintenus et intensifiés. Dans une perspective de développement durable, le Québec se doit de consommer l'énergie de façon rationnelle et judicieuse et de promouvoir l'efficacité énergétique en tant que valeur sociale. L'énergie doit cesser d'être considérée comme une ressource abondante et peu coûteuse pouvant être gaspillée.

En 1999, 2000, 2001 et 2002, le Québec s'est vu attribuer par [l'Alliance de l'efficacité énergétique canadienne](#) les meilleures notes au Canada en matière d'efficacité énergétique.

Le débat portant sur l'efficacité énergétique doit aller au-delà de son seul aspect économique. En effet, l'efficacité énergétique n'est souvent associée qu'aux investissements consentis en vue d'économies d'énergie monnayables par le consommateur. Cette approche restrictive ne permet pas de considérer les bénéfices globaux de l'efficacité énergétique pour la société.

La Régie considère que le contexte actuel est propice à l'accroissement des efforts en efficacité énergétique et recommande au gouvernement d'initier, en tenant compte des partenariats appropriés, une modification

profonde et durable des habitudes de consommation d'énergie des Québécois.

2.2 La Politique énergétique du Québec : quelques constats

La [Politique énergétique du Québec](#) de 1996 découle du rapport de la Table de consultation du débat public sur l'énergie. Cette politique accorde une grande importance à l'efficacité énergétique et l'identifie clairement comme filière énergétique à part entière, au même titre que toute autre forme d'énergie. **La Régie partage ce point de vue et considère l'efficacité énergétique comme une filière permettant d'optimiser les approvisionnements en énergie.**

À ce jour, le Québec ne s'est pas doté d'objectifs formels pour la mise en œuvre de sa [Politique énergétique](#). En ce qui a trait à l'électricité, c'est le Distributeur qui définit, par son PGEÉ, l'ampleur et la teneur des interventions en matière d'efficacité énergétique. Par ailleurs, la Régie constate une réduction des investissements à cet égard depuis la fin des années 1990.

RECOMMANDATION N° 2

Le gouvernement doit fixer des objectifs globaux d'efficacité énergétique pour le Québec.

La responsabilité de fixer des objectifs globaux d'efficacité énergétique revient en premier lieu au gouvernement du Québec et non aux distributeurs. Par la suite, le gouvernement doit s'assurer que les fonds nécessaires à l'atteinte de ces objectifs soient disponibles. Entre autres, une réflexion doit être amorcée en vue d'assurer à l'Agence de l'efficacité énergétique (AEE), dont la mission consiste à

promouvoir l'efficacité énergétique au Québec, les ressources et le financement nécessaires à cette mission.

Par ailleurs, la [Politique énergétique](#) prévoit que l'AEÉ mette ses compétences et son savoir-faire à la disposition de la Régie, aussi bien lors des analyses effectuées par cette dernière que dans le cadre de ses audiences publiques. Bien que cet appui n'ait pu se concrétiser jusqu'à présent, il importe à la Régie qu'un échange d'expertise se matérialise entre les deux organismes et que la synergie qui en découle favorise l'atteinte des objectifs fixés.

RECOMMANDATION N° 3

Le mode de fonctionnement de l'AEÉ doit permettre sa participation active aux dossiers d'efficacité énergétique de la Régie.

2.3 Un plan national d'efficacité énergétique : une nécessité

Le gouvernement doit mettre en place un plan national d'efficacité énergétique. En vue de le mettre en oeuvre, le gouvernement doit :

- **exercer son leadership en donnant l'exemple;**
- **revoir la normalisation et la réglementation en matière d'efficacité énergétique;**
- **sensibiliser et éduquer le public.**

En agissant comme initiateur et en élevant l'efficacité énergétique au rang de valeur sociale, le gouvernement rend chaque institution, chaque entreprise et chaque citoyen responsables de la concrétisation de ce plan.

2.3.1 Exercer un leadership

En tant que propriétaire, gestionnaire ou occupant de nombreux bâtiments institutionnels et d'un parc de véhicules, le gouvernement du Québec doit montrer l'exemple en matière d'efficacité énergétique. Il peut stimuler les initiatives privées en cette matière tout en réalisant des économies d'énergie significatives.

La Régie évalue qu'un objectif d'économie d'énergie de l'ordre de 0,7 TWh est envisageable à l'horizon 2010 en améliorant le rendement énergétique des bâtiments gouvernementaux.

2.3.2 Revoir la normalisation et la réglementation

Après avoir été un précurseur, en 1983, avec la [Loi sur l'économie de l'énergie dans le bâtiment](#), le Québec accuse maintenant un certain retard dans le domaine de la normalisation et de la réglementation lié à l'efficacité énergétique, bien que la [Loi sur l'efficacité énergétique d'appareils fonctionnant à l'électricité ou aux hydrocarbures](#) ait été mise à jour en 2004.

Dans le cadre du plan national d'efficacité énergétique, le Québec doit rehausser ses normes en matière de construction, ce qui est possible notamment par l'entremise de deux codes déjà existants, soit le **Code modèle national de l'énergie pour les bâtiments** (CMNÉB 1997) et le **Code modèle national de l'énergie pour les habitations** (CMNÉH 1997). À cet égard, la réglementation vise une amélioration, réaliste et rentable, de 25 % de la consommation d'énergie des nouvelles constructions, qui s'inspire des objectifs adoptés entre autres en Nouvelle-Écosse et en Saskatchewan. De façon spécifique, pour la construction résidentielle, la réglementation peut être basée sur les standards [Novoclimat](#), qui impliquent des surcoûts de construction de 2,7 %, mais assurent des économies d'énergie de 25 %.

Le potentiel d'économie d'énergie résultant de la mise en œuvre des codes modèles à l'horizon 2010 pourrait atteindre 1,3 TWh pour tous les secteurs confondus, dont environ les deux tiers pour la construction résidentielle.

2.3.3 Sensibiliser et éduquer

L'efficacité énergétique doit être promue auprès de l'ensemble des consommateurs d'énergie du Québec. L'approche doit être motivante et les efforts soutenus, puisque la sensibilisation et l'éducation constituent des facteurs clés de réussite.

Il est possible d'établir un parallèle entre l'efficacité énergétique et les activités de récupération ou de recyclage. En effet, le recyclage, qui était marginal il y a dix ans, est désormais valorisé et intégré au mode de vie grâce à la sensibilisation du public.

Une stratégie de communication efficace doit soutenir la mise en place des interventions en efficacité énergétique.

Les efforts de sensibilisation déjà consentis doivent être élargis, puisque la diffusion d'information permet aux consommateurs de prendre conscience des bénéfices liés à l'efficacité énergétique, de s'y engager avec conviction et de prendre des décisions éclairées.

2.4 Participation d'Hydro-Québec

Hydro-Québec utilise déjà l'efficacité énergétique comme moyen d'équilibrer l'offre et la demande d'électricité. Une contribution réaliste de l'apport des mesures d'efficacité énergétique doit donc être prise en compte dans le bilan énergétique du Distributeur, afin que ce dernier puisse gérer adéquatement ses approvisionnements. Cette prise en compte est encore plus vraie depuis que le cadre

réglementaire actuel sépare fonctionnellement la production de la distribution d'électricité.

La contribution des mesures d'efficacité énergétique au bilan est établie à partir du potentiel technico-économique d'économie d'énergie, de la portion réalisable de ce dernier et des objectifs fixés par le Distributeur en fonction de son contexte commercial.

Le **potentiel technico-économique** représente la somme des économies d'énergie associées à la mise en œuvre de toutes les mesures techniquement réalisables et économiquement rentables au Québec (8,5 TWh). Les économies d'énergie sont rentables si elles peuvent être réalisées à un coût inférieur ou égal au coût évité de l'électricité.

Le **coût évité** (6,5 ¢/kWh) de l'électricité correspond à la réduction des coûts de fourniture, de transport et de distribution de l'électricité, résultant d'un programme d'efficacité énergétique.

Le potentiel technico-économique représente donc un potentiel maximal pour des conditions économiques données.

Le **potentiel réalisable** est déterminé à partir du potentiel technico-économique lequel tient compte de la rentabilité des mesures pour le client, de l'investissement en capital de ce dernier, ainsi que du taux d'adoption plausible des mesures (2,5 TWh).

Les objectifs d'un programme (1,4 TWh bonifié à 2,1 TWh) sont fixés à partir du potentiel réalisable en tenant compte du marché visé, de la période envisagée pour l'application des programmes, ainsi que du budget disponible.

2.4.1 Potentiel d'économie d'énergie et objectif actuel du Distributeur

Le potentiel technico-économique d'économie d'électricité a été évalué par le Distributeur, en 2003, à 8,5 TWh sur un horizon de cinq ans (décision [D-2003-110](#)).

Le potentiel technico-économique sera prochainement revu pour tenir compte des nouveaux coûts évités de l'électricité (fixés à 6,5 ¢/kWh par la décision [D-2004-96](#)), de l'évolution des technologies et des variations de coûts observées dans le marché de l'efficacité énergétique. Le potentiel révisé devrait révéler des mesures prometteuses compte tenu des nombreuses avenues proposées par les participants dans le cadre des mémoires soumis en audience, telles que :

- l'éclairage public;
- le remplacement des électroménagers; et
- les nouvelles techniques de rénovation des bâtiments.

La revue du potentiel technico-économique est prévue dans la phase 2 du dossier relatif au budget 2004 du PGEÉ du Distributeur (dossier [R-3519-2003](#)).

Aux fins du présent Avis, le Distributeur évalue le potentiel réalisable à 2,5 TWh sur une période de cinq ans, en tenant compte, notamment, d'une prolongation des interventions déjà initiées.

2.4.2 Objectif d'économie d'énergie souhaitable

Dans sa décision [D-2003-110](#), la Régie invite le Distributeur à se fixer des objectifs plus ambitieux à long terme dans un contexte de développement durable.

Aux fins du présent Avis, Hydro-Québec a simulé la prolongation du PGEÉ 2003-2006 jusqu'en 2010 avec une

augmentation substantielle de la contribution aux programmes de l'AEÉ. À partir de cette simulation, le Distributeur se dit en mesure de réaliser 2,1 TWh d'économies en 2010. Le tableau A-10 compare ce nouveau scénario par rapport à la situation actuelle, en termes d'économies d'énergie prévues, d'investissements requis, de coût unitaire et d'impact sur le revenu requis du Distributeur, lequel sert à établir les tarifs d'électricité.

Tableau A-10 : Scénarios d'économie d'énergie sur l'horizon 2003-2010

Scénario	TWh	Investissements d'HQD		Impact maximum sur le revenu requis de 2003
		Totaux (M \$)	Unitaires (¢/kWh actualisés en 2003)	
Actuel	1,46	230	1,76	0,3 %
Nouveau	2,06	560	2,8	1 %

L'examen du nouveau scénario d'efficacité énergétique présenté par le Distributeur révèle que les économies d'énergie additionnelles deviennent plus coûteuses. Les investissements requis à cette fin exercent une pression à la hausse sur les tarifs d'électricité, bien qu'un impact tarifaire d'environ 1 % (soit environ 80 M \$ par an) ne soit généralement pas considéré indu pour les clients qui ne participent pas à un programme d'efficacité énergétique. Les clients participants voient, quant à eux, leur facture d'électricité diminuer, malgré la hausse unitaire de tarif.

La Régie ne perd pas de vue que toute hausse de tarif, même celle qui résulte d'investissements en efficacité énergétique, a des conséquences sociales. C'est d'ailleurs dans cette optique qu'elle a approuvé l'octroi d'une contribution additionnelle aux programmes de l'AEÉ qui visent la clientèle des ménages à budget modeste.

La Régie constate que le scénario présenté par le Distributeur ne prévoit l'ajout d'aucun nouveau programme, bien qu'il implique un niveau d'investissement élevé. En se basant sur l'intérêt manifesté par un grand nombre de participants quant à l'efficacité énergétique lors des audiences, sur la qualité des mémoires et sur la quantité d'avenues potentielles identifiées, la Régie considère l'objectif d'économie d'énergie de 2,1 TWh en 2010 comme un scénario minimal. Elle rappelle au Distributeur son engagement à évaluer toutes les propositions des participants en vue du prochain PGEÉ prévu pour l'automne 2004.

Par exemple, la Régie relève des possibilités intéressantes quant à la rénovation des bâtiments résidentiels, commerciaux et institutionnels, l'élargissement des clientèles ciblées par les interventions actuelles en efficacité énergétique et certaines technologies émergentes (géothermie, systèmes solaires, pompes à chaleur et autres).

RECOMMANDATION N° 4

L'objectif minimal d'économie d'énergie du Distributeur doit être fixé à 2,1 TWh à l'horizon 2010.

Moyen de long terme

L'efficacité énergétique est un choix de société. À l'instar du respect de l'environnement, elle doit devenir une valeur pour les Québécois. **L'efficacité énergétique doit donc être envisagée à long terme, et non seulement comme palliatif de besoins immédiats à combler.** Les efforts nécessaires doivent être consentis afin que l'efficacité énergétique soit intégrée dans la culture et les habitudes des Québécois ceux-ci doivent apporter des changements globaux et durables à leurs habitudes de consommation.

Objectifs globaux

Le Québec doit se fixer des objectifs globaux en matière d'économie d'énergie et doit se donner les moyens financiers, techniques et de communication en vue d'atteindre ces objectifs. Les distributeurs d'énergie, dont Hydro-Québec, doivent participer pleinement à l'atteinte de ces objectifs. L'efficacité énergétique est un outil dont les distributeurs doivent profiter pour favoriser l'équilibre de l'offre et de la demande dans une perspective de développement durable.

RECOMMANDATION N° 5

Le gouvernement doit initier et mettre en œuvre un plan national en efficacité énergétique intégrant notamment :

- a) une amélioration du rendement énergétique de ses bâtiments et véhicules;**
- b) une mise à jour des normes d'équipements et de règlements en matière de construction;**
- c) une campagne de sensibilisation et d'éducation.**

Hydro-Québec peut s'avérer un précieux collaborateur en vue de l'atteinte des objectifs globaux d'efficacité énergétique du Québec. L'entreprise peut notamment soutenir, par ses programmes et grâce à son contact privilégié avec la population, les efforts du gouvernement en matière de normalisation, réglementation, sensibilisation et d'éducation.

La Régie est d'avis que le scénario d'économie d'énergie de 2,1 TWh d'ici 2010, présenté par le Distributeur, doit impérativement être atteint. Le Distributeur doit respecter son engagement quant à l'étude des mesures d'économies d'énergie, proposées par les participants au présent Avis, dans le cadre de son prochain PGEÉ. **À cet égard, la Régie croit qu'un dialogue direct avec les organismes**

concernés constitue un excellent moyen de dépasser l'objectif minimal de 2,1 TWh.

CHAPITRE 3: LE BILAN EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE

3.1 Les besoins à satisfaire

Pour évaluer les besoins du marché québécois, la Régie retient le scénario mi-fort de croissance de la demande sur la période d'analyse 2004-2011, tel qu'établi au chapitre 1. Elle retient également la mise en place de mesures additionnelles d'efficacité énergétique, pouvant être raisonnablement implantées sur le même horizon et qui généreront en 2011 des économies d'énergie supplémentaires de l'ordre de 0,7 TWh.

Besoins en énergie

Les besoins d'approvisionnement en énergie du Distributeur sont déterminés à partir du volume de consommation correspondant au scénario mi-fort. Cette consommation, après ajustements mineurs, est majorée pour tenir compte des pertes dues au transport et à la distribution. La résultante correspond au volume d'énergie que le Distributeur doit se procurer auprès de ses fournisseurs.

Ajustements aux prévisions de vente

Les mesures additionnelles d'efficacité énergétique retenues par la Régie n'étant pas prévues aux scénarios du Distributeur, il faut soustraire de la prévision des ventes les économies d'énergies supplémentaires qui y sont associées. Il en est de même des ventes des réseaux autonomes autosuffisants en approvisionnements et de la consommation interne du Distributeur. Les réseaux autonomes, tel celui des Îles-de-la-Madeleine, distribuent de l'électricité produite localement à partir de centrales au mazout. Il faut donc exclure de la prévision des ventes les volumes qui seront consommés par les clients branchés à de tels réseaux.

La prévision des ventes ne tient pas compte de l'électricité consommée dans les différents bâtiments du Distributeur. La consommation pour usage interne doit donc être ajoutée. La résultante de ces trois ajustements détermine la consommation visée sur le réseau.

Après ajustements et pertes, les besoins en énergie du Distributeur s'élèvent à 182,0 TWh en 2004, 186,3 TWh en 2005 et atteignent 205,4 TWh en 2011.

Tableau A-11 : Besoins en énergie (TWh)

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Prévision des ventes (scénario mi-fort)	168,8	172,8	177,6	180,3	183,3	185,7	188,5	191,2
- Mesures additionnelles d'efficacité énergétiques*	0,0	0,1	0,1	0,1	0,3	0,4	0,6	0,7
- Ventes dans les réseaux autonomes	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
+ Consommation pour usage interne	0,4	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3
= Consommation visée	168,9	172,9	177,7	180,3	183,1	185,4	187,9	190,5
+ Pertes de transport et distribution**	13,2	13,5	13,9	14,1	14,3	14,5	14,7	14,9
= Besoins en énergie	182,0	186,3	191,6	194,4	197,4	199,9	202,5	205,4

* Économies d'énergie supplémentaires à celles déjà prises en compte dans la prévision des ventes.

** Pertes de transport et distribution supposées constantes à 7,8 %.

Source : Régie de l'énergie

Le tableau A-12 montre que ces besoins sont plus élevés que ceux découlant du scénario moyen établi par le Distributeur. L'écart est de l'ordre de 2,4 TWh en 2004, 3,1 TWh en 2005 et atteint 6,7 TWh en 2011.

Tableau A-12 : Comparaison des besoins en énergie (TWh)

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Scénario mi-fort (Régie)	182,0	186,3	191,6	194,4	197,4	199,9	202,5	205,4
Scénario moyen (Distributeur)	179,6	183,2	187,5	189,2	191,5	193,5	196,2	198,7
Écart	2,4	3,1	4,1	5,2	5,9	6,4	6,3	6,7

Il est important de rappeler que ces besoins sont établis à conditions normales, c'est-à-dire qu'ils ne prennent pas en compte les variations de la demande. Des conditions climatiques plus froides que la moyenne, de l'ordre d'un écart type, peuvent se traduire par des besoins additionnels de 1,9 TWh.

**Besoins
en puissance**

Tel qu'établi au graphique A-4 (chapitre 1), le scénario mi-fort de croissance de la demande conduira à des besoins en puissance plus importants, qui se manifesteront plus tôt sur l'horizon étudié. Le Distributeur devra donc mettre en œuvre plus rapidement qu'il ne l'anticipe des stratégies de gestion de l'offre et de la demande pour satisfaire ces besoins.

3.2 Gestion de l'offre

Pour satisfaire aux besoins en électricité des Québécois, le Distributeur a recours à plusieurs sources d'approvisionnement. Jusqu'à tout récemment, les besoins du Distributeur étaient

uniquement comblés par le bloc d'électricité patrimoniale et des ententes spécifiques avec le Producteur, en vue d'alimenter les clientèles desservies par des tarifs hors patrimoniaux, tels les tarifs de gestion de la consommation ou d'énergie de secours.

Électricité patrimoniale

En premier lieu, le Distributeur compte sur le bloc d'énergie patrimoniale de 165 TWh (ou 178,9 TWh avant pertes).

Les résultats préliminaires fournis par le Distributeur font état de livraisons de l'ordre de 164,95 TWh pour 2003. Vraisemblablement, 2004 marquera la première année au cours de laquelle sera atteint le volume maximal d'électricité patrimoniale. Les besoins supplémentaires, tant en puissance qu'en énergie, doivent donc être satisfaits par d'autres approvisionnements, qualifiés de postpatrimoniaux.

Approvisionnements postpatrimoniaux

Pour satisfaire aux besoins en énergie correspondant au scénario retenu par la Régie, le Distributeur doit, en second lieu, s'assurer de compter sur des approvisionnements postpatrimoniaux de l'ordre de 3,1 TWh en 2004, de 7,4 TWh en 2005 et jusqu'à 26,5 TWh en 2011.

Tableau A-13 : Bilan des approvisionnements additionnels requis (TWh)

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Besoins en énergie (scénario mi-fort)	182,0	186,3	191,6	194,4	197,4	199,9	202,5	205,4
- Approvisionnements patrimoniaux	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
= Approvisionnements postpatrimoniaux requis	3,1	7,4	12,7	15,5	18,5	21,0	23,6	26,5
- Approvisionnements contractés ou prévus à l'état d'avancement 2003 :								
Contrats de long terme signés en 2003			1,4	7,5	8,2	8,2	8,2	8,1
Contribution des A/O Éolienne			0,2	0,8	1,2	1,8	2,1	2,5
Contribution des A/O Biomasse					0,3	0,3	0,3	0,3
Contribution des A/O Cogénération				0,1	1,6	3,0	3,8	4,6
A/O de long terme à être lancé en 2004							1,6	1,6
Entente avec HQP pour la bi-énergie CII	1,7							
A/O de court terme de 2004 et 2005		2,8	5,6					
= Approvisionnements additionnels requis	1,4	4,6	5,5	7,1	7,2	7,7	7,6	9,4

A/O : appel d'offres

Long terme

Dès le 21 février 2002, le Distributeur a procédé à un appel d'offres pour un premier bloc de 1 200 MW, visant à satisfaire des besoins en énergie à compter de 2006. Ce premier appel d'offres a conduit le Distributeur à signer trois contrats d'approvisionnement de long terme, pour une capacité totale de 1 107 MW. La Régie a approuvé ces trois contrats: TransCanada Energy (TCE), 507 MW en base; Hydro-Québec Production, 350 MW en base ; Hydro-Québec Production, 250 MW cyclable.

Services d'approvisionnement

Les différents services d'approvisionnement auxquels le Distributeur peut avoir recours pour satisfaire aux besoins des marchés qu'il dessert sont le **service en base**, le **service en pointe** et le **service modulable**.

Le **service en base** répond aux besoins fermes de puissance et d'énergie. Les quantités sont garanties et le facteur d'utilisation élevé. Il est utilisé pour répondre à des besoins présents à presque toutes les heures de l'année et peu sujets à des aléas.

Le **service en pointe** est conçu pour répondre à des besoins durant un faible nombre d'heures correspondant aux fines pointes de la demande. Ces périodes, généralement inférieures à 300 heures par année, induisent un facteur d'utilisation très faible pour ce produit. La demande durant ces périodes étant sujette à de fortes incertitudes, la puissance associée à ce produit doit être mobilisable avec de courts préavis.

Le **service modulable** permet au Distributeur de programmer les livraisons en fonction de ses besoins. La puissance associée à ce produit peut être subdivisée en tranches et chacune d'elles peut être utilisée pour des durées de livraisons variables. Ce produit permet de suivre la courbe des besoins d'une heure à l'autre, d'une semaine à l'autre ou d'un mois à l'autre. Il peut être mis à l'arrêt dans le cas d'un scénario faible ou produire au maximum si un scénario fort se présente.

On distingue deux types de produits modulables. D'une part, il y a le modulable **cyclable** qui permet de suivre les cycles journaliers de la demande. Ce type peut être fourni à partir des mêmes équipements que ceux fournissant le service de base. D'autre part, il existe un second produit, **entièrement modulable** sur des cycles plus longs (semaine, mois, saison), fonctionnant à plein régime ou à régime partiel.

Le premier de ces contrats de long terme ne produira de l'énergie qu'à compter de l'automne 2006. Les deux autres entreront en vigueur en 2007. Certains contrats généreront des approvisionnements de 8,2 TWh par année à partir de 2008.

D'autres sources d'approvisionnement de long terme sont considérées dans le bilan présenté au tableau A-13, notamment les résultats des appels d'offres qui découlent de blocs d'énergie déterminés par règlement du gouvernement. Ainsi, l'énergie éolienne contribuera 2,5 TWh à l'horizon 2011. L'énergie produite à partir de la biomasse fournira 0,3 TWh à compter de 2008. La contribution éventuelle d'un bloc d'énergie produite à partir de la cogénération est prise en compte à partir de l'année 2007. Les livraisons débuteront à 0,1 TWh en 2007 pour atteindre 4,6 TWh en 2011.

Par ailleurs, la contribution de l'appel d'offres qui doit être lancé d'ici la fin de 2004, visant un bloc de 400 MW modulable et duquel découlerait un approvisionnement de l'ordre de 1,6 TWh, est prise en considération à compter de 2010.

Court terme

Quant à l'entente d'un an conclue entre le Distributeur et le Producteur à l'égard du marché de la biénergie CII (tarif BT), elle vise la fourniture de 1,7 TWh pour l'année 2004.

Finalement, la Régie conclut que le Distributeur sera dépendant des marchés hors Québec et le bilan tient compte des approvisionnements de court terme que le Distributeur envisage acquérir pour répondre aux besoins de 2005 et 2006. Un premier processus d'appel d'offres a déjà été complété le mois dernier. Le Distributeur compte retourner sur le marché de court terme à l'automne 2004 et en 2005 pour des blocs additionnels d'énergie qui doivent être livrés au cours des deux prochaines années. Ensemble, ces appels d'offres lui permettront d'obtenir 2,8 TWh en 2005 et 5,6 TWh en 2006.

Approvisionnements additionnels requis

Malgré tout, les approvisionnements envisagés par le Distributeur ne sont pas suffisants pour satisfaire les besoins en énergie du scénario mi-fort. Selon ce scénario retenu par la Régie, les approvisionnements additionnels requis s'élèvent à 1,4 TWh en 2004, 4,6 TWh en 2005 et atteignent 9,4 TWh en 2011.

Dans ce contexte, il ne fait aucun doute que le Distributeur doit avoir l'assurance qu'il pourra compter sur chacune des sources d'approvisionnement déjà engagées ou identifiées. Le Règlement sur l'énergie produite par cogénération a été publié le 23 décembre 2003. Cependant, une modification récente par le décret 298-2004 du 29 mars 2004 laisse au Distributeur le loisir de lancer cet appel d'offres à sa convenance. Or, jusqu'à maintenant, ce dernier n'a amorcé aucune procédure en ce sens. **La Régie considère, compte tenu des constats faits dans le présent Avis, que le Distributeur doit entamer ce processus dans les meilleurs délais.**

Il est clair également que pour satisfaire ses besoins, le Distributeur doit mettre en œuvre des moyens supplémentaires d'approvisionnement. La Régie analysera ces moyens dans le cadre du dossier portant sur le Plan d'approvisionnement 2005-2014 du Distributeur, dont le dépôt est attendu avant le 1^{er} novembre prochain.

La Régie conclut que le Distributeur sera grandement dépendant des marchés hors Québec au cours des prochaines années. En effet, selon le scénario mi-fort et à conditions normales, la quantité annuelle d'énergie que le Distributeur devra importer dépassera le seuil maximal de 5 TWh qu'il prévoyait utiliser dans son Plan d'approvisionnement dans le cas d'un scénario fort.

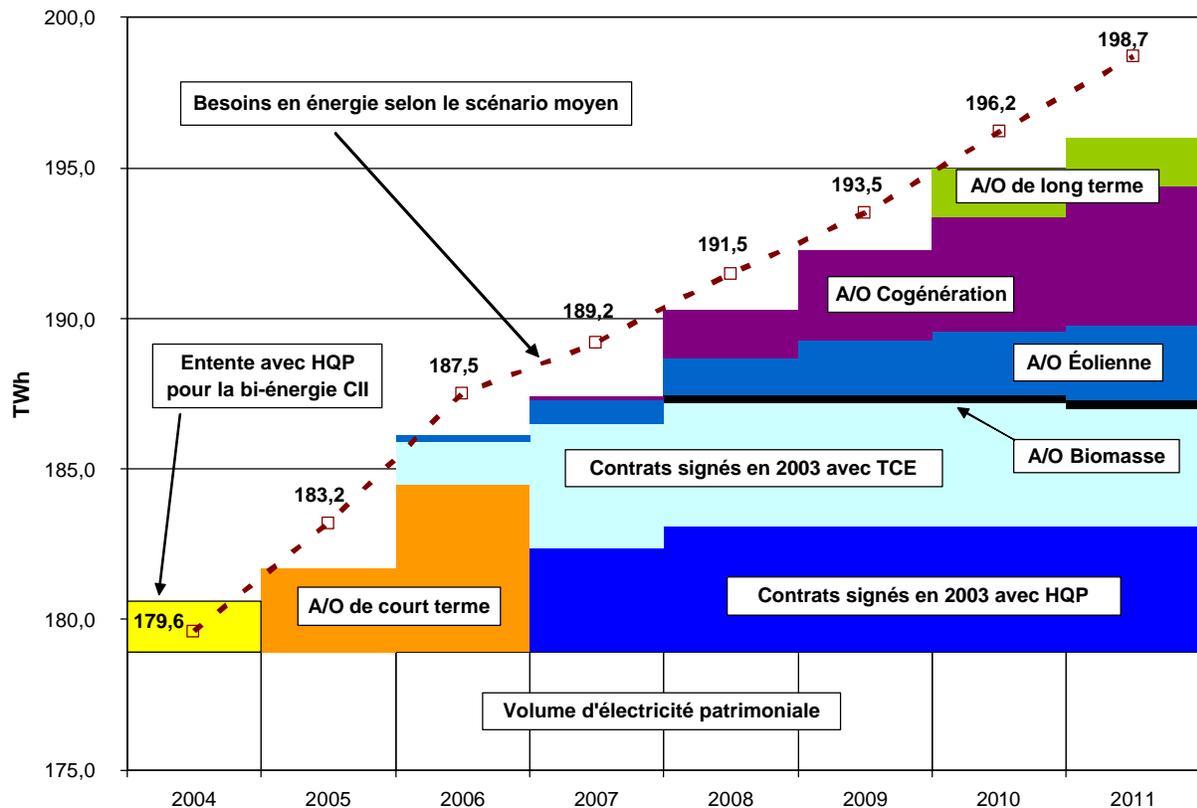
Outre l'incidence inévitable sur les coûts de fourniture, la Régie est préoccupée par le fait qu'il est possible que ce recours aux importations se fasse concurremment avec une utilisation soutenue des mêmes interconnexions par le Producteur pour garantir les approvisionnements patrimoniaux. Cette problématique est traitée plus en détail à la partie B du présent Avis.

Plan

d'approvisionnement Le graphique A-5 illustre la mise en œuvre du Plan d'approvisionnement du Distributeur approuvé par la Régie dans le cadre d'un scénario moyen de croissance de la demande. L'application des différentes stratégies de gestion

de l'offre et de la demande permet d'apparier d'année en année les besoins à satisfaire avec les moyens d'approvisionnement. L'écart qui subsiste entre les besoins et les sources d'approvisionnement sera comblé par des approvisionnements de court terme. L'entente-cadre à conclure entre le Distributeur et le Producteur pourrait également être mise à contribution lorsqu'elle aura été approuvée par la Régie.

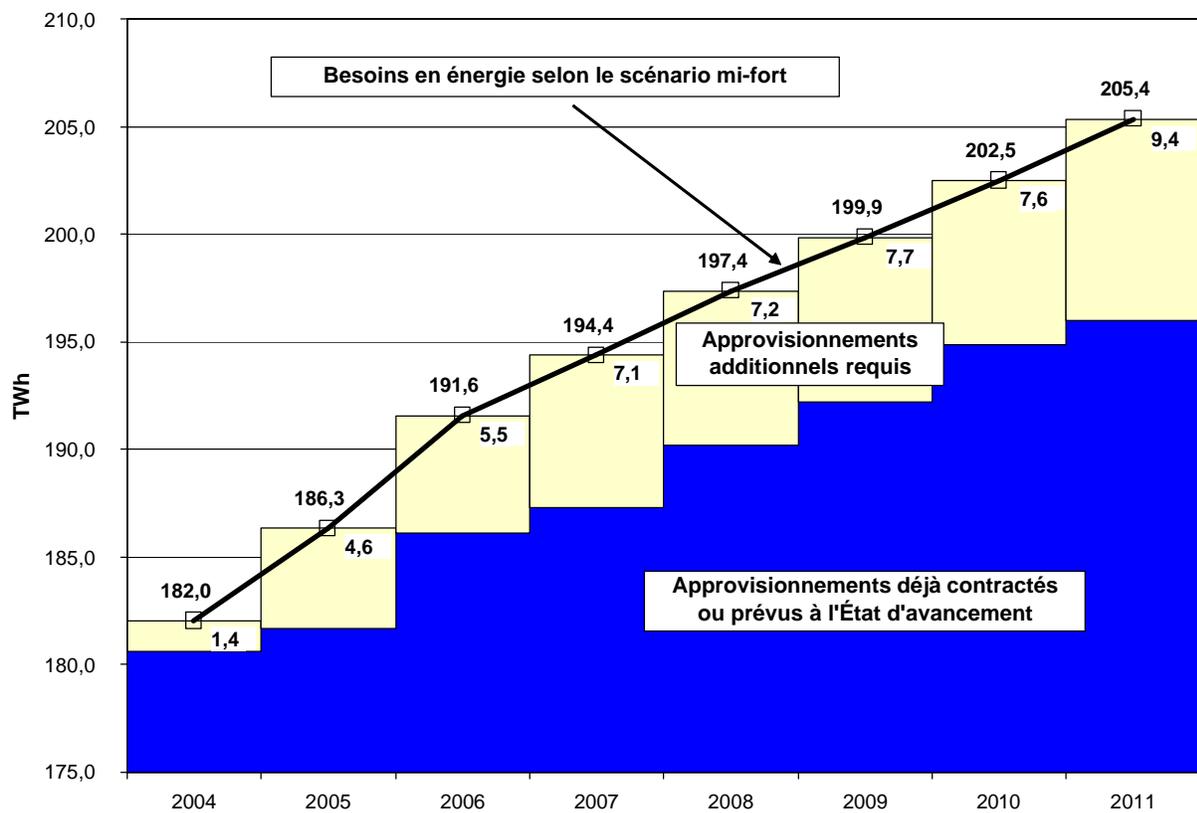
Graphique A-5 : Besoins en énergie et sources d'approvisionnement – Scénario moyen



Source : Régie de l'énergie

Le graphique A-6 montre l'ampleur de l'écart qui apparaît entre les moyens d'approvisionnement prévus au scénario moyen et les besoins à satisfaire en s'appuyant sur un scénario mi-fort. Ces écarts annuels correspondent aux approvisionnements additionnels requis.

Graphique A-6 : Besoins en énergie et approvisionnements additionnels requis – Scénario mi-fort



Source : Régie de l'énergie

3.3 Gestion de la demande

Outre le PGEÉ déjà approuvé et les mesures additionnelles d'efficacité énergétique retenues par la Régie dans le cadre du présent Avis, la Régie considère que le Distributeur dispose de peu d'outils de gestion de la demande.

Essentiellement, en matière de gestion de la demande, le Distributeur compte sur deux programmes. D'une part, les modalités du tarif DT (biénergie résidentielle) prévoient que les clients peuvent utiliser une autre source énergétique que l'électricité pour leurs besoins de chauffage durant les heures les plus froides de l'année. Cette substitution de source énergétique permet de réduire les besoins de 800 MW. D'autre part, une option en puissance de 800 MW d'électricité interruptible, contractée auprès de la clientèle Grande entreprise peut être utilisée dans les périodes de fine pointe.

Le Distributeur ne semble pas envisager à court terme le développement de nouveaux outils de gestion de la demande. Il est vrai que pour satisfaire à ses besoins en puissance, il dispose de la flexibilité offerte par le bloc d'électricité patrimoniale. Cependant, le scénario de croissance mi-fort de la demande retenu par la Régie devrait se traduire par des besoins additionnels à satisfaire beaucoup plus tôt que prévu. La Régie est d'avis que la clientèle pourrait avantageusement être mise à contribution pour rencontrer cette échéance.

L'exemple de collaboration de la population québécoise l'hiver dernier en période de grand froid est éloquent à cet égard. Toutefois, il est illusoire de penser avoir recours systématiquement à ce moyen sans encadrer par un programme bien défini la participation des clients qui souhaiteraient y contribuer.

3.4 Bilan des approvisionnements en énergie au Québec

Le tableau A-14 compare les approvisionnements additionnels requis du Distributeur, associés au scénario mi-fort aux ressources non engagées du Producteur, déterminés à la partie B du présent Avis. Cette comparaison est faite avant prise en compte d'une éventuelle contribution du projet le Suroît. La résultante est appelée « Ressources disponibles au Québec ».

Tableau A-14 : Bilan énergétique au Québec (TWh) – Scénario mi-fort

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Ressources non engagées du Producteur	6,8	6,2	8,6	7,3	7,6	9,5	12,8	12,7
Approvisionnements additionnels requis du Distributeur	1,4	4,6	5,5	7,1	7,2	7,7	7,6	9,4
Ressources disponibles au Québec	5,4	1,6	3,1	0,2	0,4	1,8	5,2	3,3

La Régie conclut de cette analyse que, d'ici 2011, les approvisionnements additionnels requis du Distributeur solliciteront la quasi-totalité des ressources non engagées du Producteur. Bien qu'il soit clair que ces besoins ne seront pas nécessairement satisfaits par le Producteur, la comparaison montre, qu'à conditions normales en matière de demande et d'hydraulicité, le Québec ne dispose pas d'une marge de sécurité. Le recours aux importations, même sans aléas importants, apparaît inévitable.

Dans ce contexte, et compte tenu que plus de la moitié de la croissance anticipée au cours des prochaines années est attribuable aux additions de charge industrielle, la Régie demande au gouvernement de prendre en compte les ressources disponibles au Québec ainsi que l'impact sur l'ensemble de la clientèle québécoise de la fourniture additionnelle qui sera acquise au prix du marché, avant d'engager des blocs importants d'énergie auprès de cette clientèle.

La réalisation de projets industriels à fort facteur d'utilisation (FU) générerait pour le Distributeur des revenus de ventes additionnelles de près de 3 ¢/kWh inférieurs à ses coûts marginaux d'approvisionnement. En effet, une charge de 500 MW avec un FU de 93 % génère un revenu marginal d'environ 3,8 ¢/kWh, alors que le coût évité de long terme du Distributeur, reconnu récemment par la Régie, se chiffre à 6,5 ¢/kWh.

RECOMMANDATION N° 6

La Régie recommande 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 marché, avant d'engager des blocs importants d'énergie auprès de la clientèle Grandes entreprises.

***PARTIE B : LES OPTIONS POUR
RÉPONDRE À L'ACCROISSEMENT
DE LA DEMANDE***

Dans la Partie A, la Régie conclut que, même si on tient compte des ressources non engagées du Producteur, le Québec ne dispose pas d'une marge de sécurité suffisante et que les besoins du Distributeur sont tels qu'un recours aux importations est inévitable. Dans cette seconde partie, la Régie examine les options pour répondre à l'accroissement de la demande en électricité.

La Régie analyse :

- les ressources et les engagements du Producteur, les risques et la gestion de ses réserves hydrauliques;
- l'apport possible des filières hydroélectrique, éolienne et thermique ainsi que des importations; et
- l'impact des gaz à effet de serre (GES).

Enfin la Régie commente sur le cadre réglementaire actuel, que les participants ont vivement critiqué.

CHAPITRE 1: LES RESSOURCES DU PRODUCTEUR ET SA GESTION DES RÉSERVES

La Régie examine les ressources et les engagements du Producteur. Puis elle analyse les facteurs qui influencent son bilan en énergie, dont les risques sur ses apports hydrauliques. Elle traite enfin des critères de gestion des réserves énergétiques pour conclure sur la nécessité de surveiller la sécurité des approvisionnements.

Sécurité énergétique

La sécurité énergétique des Québécois consiste à être assuré de disposer en tout temps d'énergie sans être obligé de recourir à des moyens exceptionnels qui pourraient mettre en péril cet approvisionnement ou exercer une pression induite à la hausse sur les coûts. Elle consiste aussi, par mesure de prudence, à compter sur un portefeuille diversifié d'approvisionnements.

Marge de manœuvre

Elle découle de l'écart entre les moyens de production et les engagements fermes du Producteur. Cet écart correspond à ses ressources non engagées.

Cet écart permet au Producteur de prendre d'autres engagements auprès du Distributeur, au bénéfice des consommateurs québécois, de profiter d'occasions d'affaires sur les marchés limitrophes, au profit des contribuables québécois, de se prémunir contre des variations de ses apports hydriques ou de reconstituer ses réserves.

1.1 Les ressources et les engagements du Producteur

Dans cette section, la Régie analyse les ressources du Producteur à hydraulicité moyenne sans tenir compte des stratégies possibles pour la reconstitution de ses réserves énergétiques.

Les tableaux B-1 et B-2 présentent le bilan du Producteur, en énergie et en puissance, du parc actuel et prévu jusqu'en 2011, incluant les achats de long terme.

Ce bilan tient compte de la production de la centrale de Tracy en période de pointe et de l'arrêt de la production à la centrale Gentilly 2 prévue en 2010. **La marge brute du Producteur, c'est-à-dire ses ressources actuelles moins ses engagements, passe d'un surplus de 6,4 TWh en 2004 à un déficit de 5,3 TWh en 2011.** Le Producteur affiche aussi un déficit en puissance pour satisfaire la pointe appréhendée lors de l'hiver 2004-2005.

Au cours des dernières années, le Producteur a pris des décisions pour résorber ce déficit, il a ainsi procédé à des achats de production privée et lancé le développement de projets hydroélectriques qui seront mis en service dans les années à venir.

Avec le parc de production actuel, les achats de production privée et les projets hydroélectriques prévus, le Producteur dispose d'une marge de manœuvre supérieure à 5 TWh à hydraulicité moyenne. Cette marge passe d'un minimum de 6,2 TWh en 2005 à 12,7 TWh en 2011.

Tableau B-1 : Bilan en énergie du Producteur (TWh)

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Production Hydro-Québec (2003)	151,8	151,8	151,8	151,8	151,8	151,8	151,8	151,8
Production de Tracy	1,4	0,4	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Production de Gentilly 2	5,5	4,7	4,6	4,6	4,6	4,5	1,1	0,0
Achats à long terme	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8
Ressources actuelles HQP	193,6	191,8	191,7	191,5	191,4	191,4	188,0	186,9
Engagements HQP								
Au Québec								
Ventes d'électricité patrimoniale	165,0	165,0	165,0	165,0	165,0	165,0	165,0	165,0
Pertes électriques pour électricité patrimoniale	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9
Ventes à HQD (pour autres tarifs, BT, LR, MR)	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
Ventes à HQD (appel d'offre A/O 2002-HQ-P)				4,1	4,9	4,9	4,9	4,9
Autres (livraisons selon entente, cons. des centrales)	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9
Hors Québec								
Contrats long terme (incluant pertes)	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
Engagements totaux HQP	187,2	187,2	187,2	191,3	192,2	192,2	192,2	192,2
Ressources actuelles - engagements HQP	6,4	4,6	4,5	0,1	-0,7	-0,8	-4,2	-5,3
Ressources prévues HQP								
<i>Achat de production privée</i>	0,4	0,6	0,9	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
<i>Projets de production</i>								
Grand-Mère (gain)		0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Toulnustouc		0,8	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Mercier			0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
EM-1				2,7	2,7	2,7	3,4	2,7
EM-1-A							0,5	2,2
Dérivation Rupert (gain à LG-1 et LG-2)							5,5	5,5
Péribonka					0,6	2,2	2,2	2,2
Rapide-des-Cœurs / Chute Allard					0,5	0,9	0,9	0,9
Ressources non engagées HQP sans Suroît	6,8	6,2	8,6	7,3	7,6	9,5	12,8	12,7

Tableau B-2 : Bilan en puissance du Producteur (MW)

	2004- 2005	2005- 2006	2006- 2007	2007- 2008	2008- 2009	2009- 2010	2010- 2011	2011- 2012
Puissance Hydro-Québec (2003)	30650	30650	30650	30650	30650	30650	30650	30650
Puissance de Gentilly 2	645	635	628	621	611	601	0	0
Achats à long terme	6550	6550	6550	6550	6550	6550	6550	6350
Puissance interruptible long terme	515	515	515	515	515	515	515	515
Ressources actuelles HQP	38360	38350	38343	38336	38326	38316	37715	37515
Engagements HQP								
Au Québec								
Puissance associée à l'électricité patrimoniale	34342	34342	34342	34342	34342	34342	34342	34342
Ventes à HQD (pour autres tarifs, BT, LR, MR)	600	590	590	580	570	560	550	550
Ventes à HQD (appel d'offre A/O 2002-HQ-P)				600	600	600	600	600
Autres (livraisons selon entente)	366	366	366	366	366	366	366	366
Réserve requise pour les engagements HQP	3400	3400	3410	3430	3430	3430	3430	3430
Hors Québec								
Contrats long terme (incluant pertes)	376	376	376	376	376	376	376	376
Engagements totaux HQP	39084	39074	39084	39694	39684	39674	39664	39664
Ressources actuelles - engagements HQP	-724	-724	-741	-1358	-1358	-1358	-1949	-2149
Ressources prévues HQP								
<i>Achat de production privée</i>	47	92	92	167	167	167	167	167
<i>Projets de production</i>								
Réfections	19	49	84	113	130	147	161	164
Rééquipement Outardes-3 (gain)	64	128	190	190	190	190	190	190
Grand-Mère (gain)	81	81	81	81	81	81	81	81
Rééquipement Outardes-4 (gain)		14	28	42	56	56	56	56
Toulnustouc		465	465	465	465	465	465	465
<i>Mercier</i>			32	32	32	32	32	32
EM-1				480	480	480	480	480
<i>EM-1-A</i>							513	770
Péribonka					340	340	340	340
Rapide des Cœurs / Chute Allard					127	127	127	127
Réserve et restrictions pour ajouts de production		30	40	50	80	90	95	110
Ressources non engagées HQP sans Suroît	-513	75	191	162	630	637	568	613

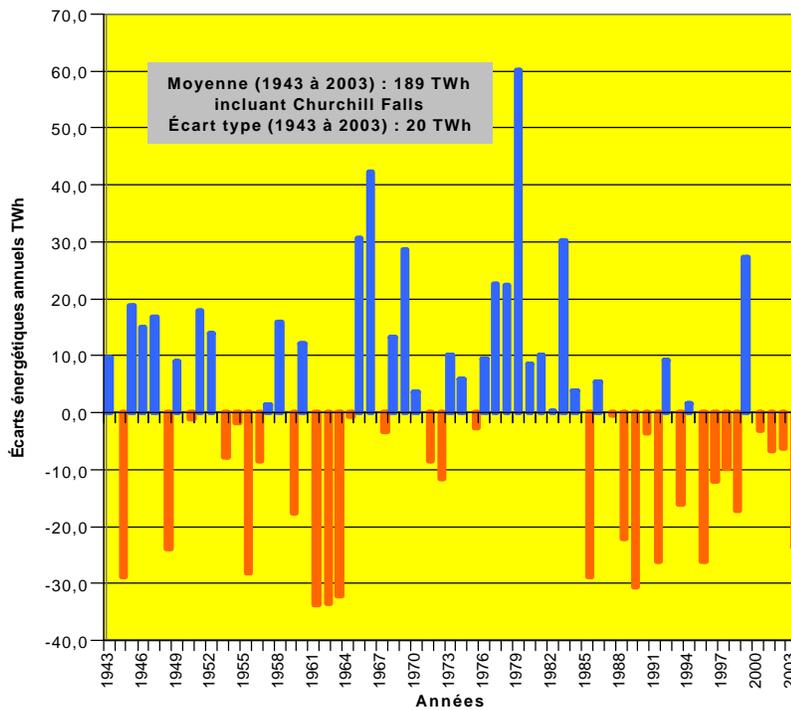
1.2 Les facteurs influençant le bilan en énergie du Producteur

1.2.1 Incertitude sur la moyenne des apports hydrauliques et impact sur la production annuelle moyenne

L'évaluation de la production annuelle attendue du parc hydroélectrique est fondée sur une analyse statistique des apports hydrauliques sur une période de 61 ans. Les données d'apports sont en partie réelles et en partie reconstituées. La justesse des prévisions élaborées à partir de ces données est à la base de l'évaluation de la sécurité énergétique des Québécois. Le Producteur précise qu'à deux reprises il a soumis sa méthodologie de traitement des données dont il dispose, et ses résultats, à des experts internationaux indépendants qui ont confirmé la validité de l'approche utilisée. La dernière évaluation de ces experts a eu lieu en 2001.

Le parc de production hydroélectrique actuel d'Hydro-Québec (incluant Churchill Falls) génère en moyenne 189,6 TWh à partir des apports naturels avec un écart type de 20 TWh. Cette moyenne est établie à partir des 61 dernières années d'observation. Cette moyenne, utile à des fins de planification de nouveaux équipements, comporte une forte variabilité.

Graphique B-1 : Écarts des apports énergétiques annuels de 1943 à 2003 (TWh)



Source : Hydro-Québec

Apports faibles

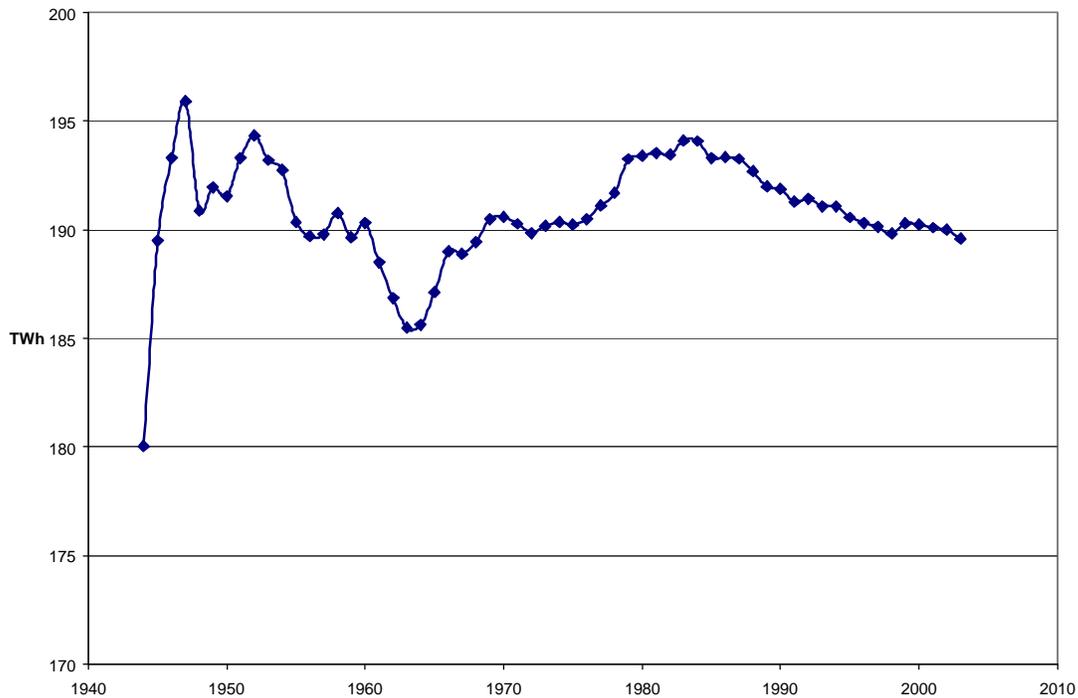
Ce graphique B-1 illustre qu'au cours de 16 des 20 dernières années, les apports hydriques ont été inférieurs à la moyenne.

Gestion de la réserve hydraulique

- La production hydraulique est variable d'une année à l'autre à cause de la variabilité des apports naturels d'eau (l'hydraulicité).
- Si le parc de production à hydraulicité moyenne a une capacité de production supérieure à la demande, cette marge de production ou marge de manœuvre constitue une première mesure de sécurité des approvisionnements en cas de faible hydraulicité, et elle réduit la nécessité de recourir à des moyens alternatifs comme les importations.
- Au-delà de cette marge de manœuvre, le Producteur dispose de réservoirs importants qui permettent de transférer des excédents d'apports d'une année à l'autre. On peut donc dire que le Producteur peut transférer de l'énergie d'une année à l'autre à l'aide de ses réservoirs.
- Outre les réservoirs et la marge de production, Hydro-Québec peut compenser les déficits de production hydraulique par d'autres sources de production et des achats.

Les apports hydriques peuvent varier considérablement par rapport à la moyenne au cours d'une même année et, plus encore, sur plusieurs années. La moyenne historique cumulative et la moyenne mobile de 10 ans, font ressortir l'incertitude de l'hydraulicité.

Graphique B-2
Valeurs énergétiques des apports hydriques
Moyennes historiques cumulatives
1943 à 2003

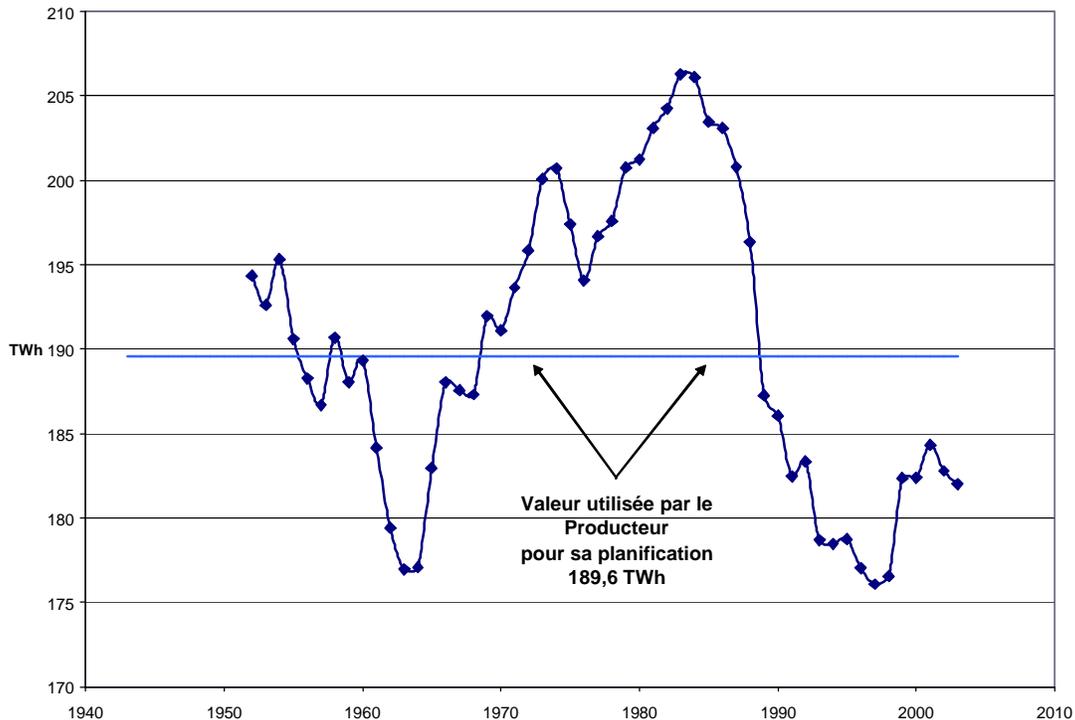


Source : Régie de l'énergie

La qualité de l'estimation de la moyenne historique cumulative augmente avec les années. Elle atteint ainsi une relative stabilité vers le début des années 1970. Ainsi cette moyenne a d'abord augmenté graduellement d'un niveau de 190,6 TWh à partir du début des années 1970 à 194,1 TWh en 1984. Depuis, **cette moyenne présente une tendance continue à la baisse.**

Le Producteur doit ajuster de façon régulière son évaluation de la production annuelle moyenne attendue de son parc hydroélectrique.

Graphique B-3
Valeurs énergétiques des apports hydriques
Moyennes mobiles 10 ans
1943 à 2003



Source : Régie de l'énergie

La moyenne mobile de 10 ans présente des variations encore plus importantes, passant de 191,1 TWh en 1970 pour atteindre 206,1 TWh en 1984, pour redescendre à 176,1 TWh en 1997 et se maintenir près de 183 TWh de 1999 à 2003. Cette moyenne met en relief l'ampleur des déficits hydrauliques auxquels le Producteur doit faire face, comparativement aux apports sur lesquels il aurait dû pouvoir compter d'après la moyenne historique des 61 dernières années.

Au cours des 30 dernières années la capacité moyenne de production correspondant aux apports annuels sur une période mobile de 10 ans a été jusqu'à 16 TWh au dessus de l'hypothèse de planification actuelle du

Producteur de 189,6 TWh. Elle a aussi été jusqu'à 14 TWh plus basse.

Cette grande variabilité indique la mesure du défi que constitue l'estimation de la capacité de production requise pour les 10 prochaines années. Face à une telle variabilité, il importe de mesurer les conséquences de différents scénarios d'hydraulicité et de valider si des moyens suffisants peuvent être mis en place pour assurer la sécurité des approvisionnements du Québec.

Changements Climatiques

L'incertitude quant à la production du parc hydraulique du Producteur peut aussi être influencée négativement à plus long terme par les changements climatiques identifiés dans des études récentes comme celles qui sont menées par le consortium Ouranos.

Selon les experts Biggerstaff, Dodge et Mittelstadt, dans leur [rapport](#) de 1998, historiquement, Hydro-Québec planifiait la croissance de son parc de façon à maintenir une marge de manœuvre de 5 TWh alors que le Producteur cherche à augmenter jusqu'à 18 tWh au cours des prochaines années.

RECOMMANDATION N^o 7

Au cours de la prochaine année, Hydro-Québec déposera auprès de la Régie une étude sur l'impact de la hausse de la marge de manœuvre de 5 TWh à 18 TWh par le Producteur en tenant compte des dernières données climatiques et conditions du marché.

1.2.2 Impact de la stratégie de reconstitution des réserves énergétiques du Producteur sur sa marge de manœuvre

Les stratégies proposées par le Producteur pour rétablir les réserves énergétiques, par l'augmentation du niveau d'eau dans ses réservoirs, à un niveau qui permet de respecter le seuil visé de couverture des besoins de 60 % de ses ventes fermes en début d'année ont un impact sur la marge de manœuvre à court terme. Dans des conditions d'apports moyens, la stratégie proposée permet au Producteur de retrouver un niveau de réserve satisfaisant en 2009, alors qu'en cas de faible hydraulité, il ne retrouve sa marge de manœuvre qu'en 2011, tel qu'il appert du tableau B-3.

La gestion de l'aléa des apports d'eau, qui est au cœur des activités du Producteur, est un exercice d'équilibre qui vise la sécurité des approvisionnements, tout en minimisant les déversements d'excédents d'eau advenant une forte hydraulité.

**Tableau B-3 : Stratégies de reconstitution des réserves énergétiques
du Producteur**

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Écart Offre-Demande pour le Producteur (TWh)	6,2	8,6	7,3	7,6	9,5	12,8	12,7
Stratégie à hydraulicité moyenne (50 %)							
Variation des apports (TWh)	0	0	0	0	0	0	0
Stockage pour réserve (TWh)	6,0	8,0	7,0	6,0	0	0	0
Ratio de couverture des ventes engagées au 1 ^{er} janvier (en %)	49	52	56	59	60	60	60
Marge nette (TWh)	0,2	0,6	0,3	1,6	9,5	12,8	12,7
Stratégie à hydraulicité faible (66 %)							
Variation des apports (TWh)	-4,5	-4,5	-4,5	-4,5	-4,5	0	0
Stockage pour réserve (TWh)	2,0	4,0	2,5	3,0	5,0	10,5	0
Ratio de couverture des ventes engagées au 1 ^{er} janvier (en %)	46	47	48	49	51	54	60
Marge nette (TWh)	-0,3	0,1	0,3	0,1	0	2,3	12,7
Stratégie à hydraulicité forte (34 %)							
Variation des apports (TWh)	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	0	0
Stockage pour réserve (TWh)	10,5	12,5	4,0	0	0	0	0
Ratio de couverture des ventes engagées au 1 ^{er} janvier (en %)	46	52	58	60	60	60	60
Marge nette (TWh)	0,3	0,6	7,8	12,1	14,0	12,8	12,7

Les scénarios de reconstitution des réserves énergétiques du Producteur ne supposent aucune contribution sous forme d'importations nettes. Pourtant, à part le cas où l'hydraulicité serait à court terme significativement supérieure à la moyenne, le Producteur devra procéder à des importations nettes et des achats préventifs, afin de reconstituer ses réserves énergétiques et assurer la livraison fiable de son électricité au Distributeur. Cette stratégie lui permet d'ailleurs de profiter d'opportunités d'achats hors pointe. Ceci pourrait lui permettre également de participer plus tôt aux appels d'offres du Distributeur.

La Régie constate d'ailleurs qu'Hydro-Québec est un importateur net depuis le mois de septembre 2003. Le Producteur a importé 1,3 TWh de plus que prévu en février 2004. Ceci n'exclut pas que le Producteur puisse continuer à profiter d'opportunités de ventes sur les marchés d'exportation.

Enfin, étant donné que le Distributeur ne dispose d'aucune capacité de stockage, et compte tenu de l'obligation d'Hydro-Québec d'assurer la sécurité des approvisionnements au Québec, la Régie considère que le Producteur doit poursuivre ses achats nets préventifs à moins d'une amélioration significative du niveau de ses réservoirs.

1.3 Les critères de gestion des réserves énergétiques à court et moyen termes

La gestion des réserves énergétiques est un élément clé de la sécurité des approvisionnements **à court et moyen termes** et les critères qui l'encadrent sont déterminants.

Critère historique

Le Rapport particulier : l'hydraulicité, annexé au suivi de 1991 du plan de développement 1990-1992, Horizon 1999 d'Hydro-Québec permet de comprendre les critères utilisés

par Hydro-Québec pour la gestion de ses réserves énergétiques.

Extrait du Rapport particulier : l'hydraulicité, décembre 1991 :

Les aléas de l'offre et de la demande

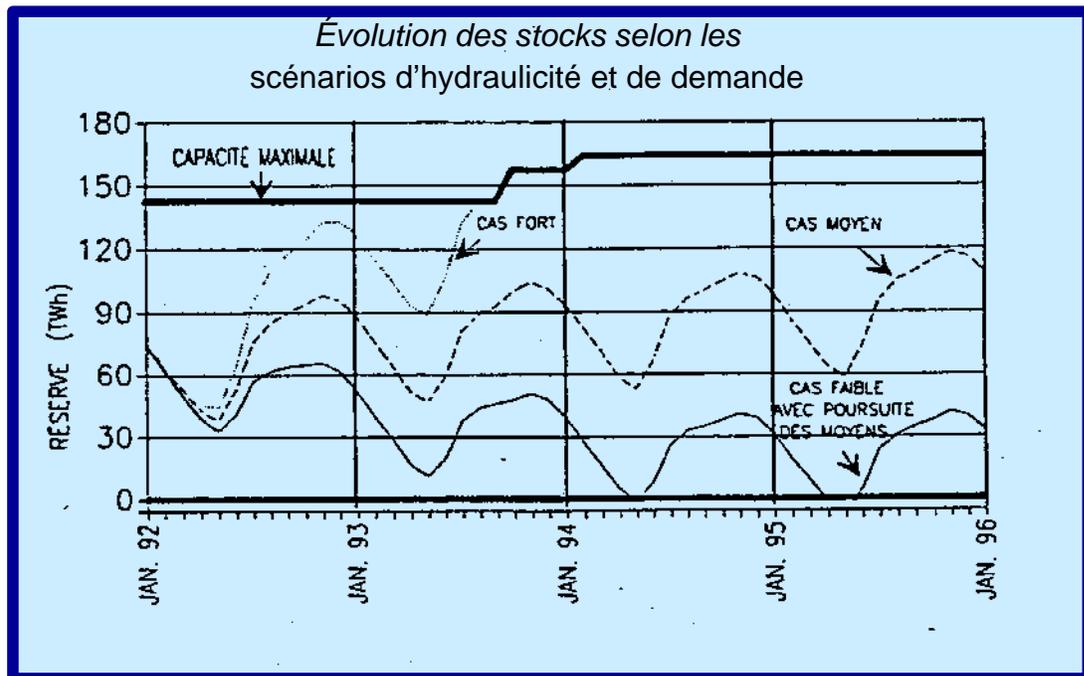
La planification de la production et la gestion des réservoirs sont complexes puisque ni la demande en électricité ni les apports d'eau ne peuvent être déterminés d'avance avec certitude.

Certains calculs statistiques sont utilisés pour refléter l'ampleur des fluctuations de l'offre et de la demande. Par exemple, la probabilité que les écarts par rapport à la moyenne soient de ± 39 TWh durant une année est de 2 %. Selon la même probabilité, les écarts cumulatifs par rapport à la moyenne pourraient atteindre ± 64 TWh sur deux ans, ± 87 TWh sur trois ans et ± 107 TWh sur quatre ans. Il faut souligner que la variation des apports hydrauliques représente environ 90 % de la variabilité totale de l'offre et de la demande.

La nécessité d'une réserve

Malgré les incertitudes inhérentes à la demande d'électricité et aux apports hydrauliques, Hydro-Québec doit assurer un approvisionnement suffisant d'année en année. Ceci implique le maintien d'une réserve énergétique pour faire face aux variations.

Toute décision quant à la gestion des stocks comporte des risques. Maintenir les réservoirs à un niveau trop bas augmente le risque de devoir recourir à des moyens exceptionnels coûteux pour satisfaire la demande et, à la limite, le risque d'un rationnement éventuel de l'énergie pour la clientèle. Maintenir les réservoirs à un niveau trop élevé augmente le risque de ne pouvoir écouler toute l'énergie disponible sur les marchés et de devoir procéder à des déversements qui entraînent des pertes économiques.



Historiquement Hydro-Québec vérifiait qu'elle disposait de suffisamment de moyens exceptionnels pour couvrir les aléas de l'offre (les apports hydriques) et de la demande en énergie, soit de 39 TWh sur un an, 64 TWh sur deux ans, 87 TWh sur trois ans et 107 TWh sur quatre ans.

**Critère
actuel**

Le Producteur, en début d'année 2004, montrait le résultat de ce test en supposant un déficit de 64 TWh, non plus lors des deux premières années, mais lors des deuxième et troisième années soit 2005 et 2006, ce qui est différent de la méthode utilisée historiquement par Hydro-Québec.

Par ailleurs, le Producteur utilise maintenant un critère additionnel de gestion, soit un ratio de couverture des ventes fermes engagées, qui consiste à s'assurer que le niveau des stocks demeure supérieur à 60 % de couverture de ses ventes fermes engagées en début d'année.

Le critère de 64 TWh sur deux ans est-il toujours approprié ?

Le Producteur soutient que le critère de 64 TWh sur deux ans est toujours valable.

La Régie constate toutefois que l'historique des apports sur 61 ans présente plusieurs déficits cumulatifs importants sur deux ans ou trois ans. Ainsi, Hydro-Québec a connu, dans le passé, des déficits de 65 TWh et de 67,5 TWh sur deux ans et de 99,5 TWh sur trois ans.

La Régie constate que le critère de gestion des réservoirs ne permet pas de faire face à de telles situations de faibles hydraulicités prolongées.

Énergie patrimoniale

Dans son analyse, la Régie se doit de considérer l'interrelation entre l'évaluation de la sécurité d'approvisionnement du Distributeur et la gestion des réserves énergétiques du Producteur, puisque le Producteur doit fournir au Distributeur un volume d'énergie de 165 TWh suivant un profil de puissance atteignant 34 342 MW.

Contrats à partir d'équipements existants

Aussi, le Producteur a conclu deux contrats d'approvisionnement pour un total de 600 MW et 4,9 TWh par an à compter de 2007. Ces contrats seront alimentés à partir des équipements hydrauliques existants du Producteur. La fiabilité d'alimentation de ces contrats est donc aussi dépendante de la gestion des réserves énergétiques du Producteur.

La sécurité énergétique des Québécois dépend de la gestion des réserves hydrauliques du Producteur, non seulement en raison du contrat d'électricité patrimoniale, mais aussi des contrats postpatrimoniaux.

La situation actuelle, qui démontre l'interrelation entre les stratégies d'approvisionnement du Distributeur et l'évaluation des réserves hydrauliques, implique qu'elles

doivent être analysées de façon conjointe. L'examen futur des plans d'approvisionnements du Distributeur nécessite donc un examen des réserves du Producteur et de son critère de gestion.

Critère à examiner

L'incertitude associée aux prévisions des apports et de la demande et le besoin de s'assurer de la fiabilité de l'approvisionnement en électricité exigent une discussion ouverte sur les critères de fiabilité énergétique et sur la gestion des réserves. L'examen de l'état de ces réserves est d'intérêt public et la divulgation des renseignements concernant le niveau des réservoirs d'Hydro-Québec est requise.

Processus transparent

La Régie considère que l'intérêt public milite en faveur du dévoilement de ces informations. Elle n'a pas été convaincue du préjudice commercial allégué par le Producteur. Par ailleurs, le sentiment de sécurité collectif, la transparence, tout comme l'efficacité des règles de marché doivent primer sur le secret commercial.

RECOMMANDATION N° 8

La Régie recommande que les critères de fiabilité retenus et l'état des réserves pour assurer la sécurité des approvisionnements en électricité des Québécois soient soumis à un examen public sur une base régulière. Cet examen peut se faire à l'occasion de l'approbation des plans d'approvisionnement du Distributeur.

CHAPITRE 2 : LA FILIÈRE HYDROÉLECTRIQUE

2.1 Les projets prévus

La filière hydroélectrique est la marque de commerce d'Hydro-Québec et son expertise est mondialement reconnue. Après les projets de la Manicouagan et de Churchill Falls, la décision de développer la Baie James plutôt que des filières thermique ou nucléaire, a été prise au début des années 70 après de nombreux débats. Personne ne remet ce choix en question.

Tableau B-4 : Les projets hydroélectriques en construction et en développement (MW)

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Projets en construction :								
Grand-Mère	81	81	81	81	81	81	81	81
Toulnostouc		465	465	465	465	465	465	465
Mercier			32	32	32	32	32	32
EM-1				480	480	480	480	480
Projets en développement :								
Péribonka					340	340	340	340
Rapide-des-cœurs / Chute Allard					127	127	127	127
EM-1A / Dérivation Rupert							513	770

2.2 La filière hydroélectrique reste un axe privilégié

Dans le cas du projet EM-1A / Dérivation Rupert, l'élément principal d'incertitude réside dans l'obtention des permis, car il s'agit d'un projet majeur d'une capacité de 770 MW, pouvant produire 7,7 TWh par an et sur lequel tout retard peut affecter sensiblement le bilan du Producteur. Une entente a été signée avec la Nation Crie en février 2002. Les évaluations environnementales seront réalisées dans un processus intégré avec les deux paliers de gouvernements et la Nation Crie. Les autorisations complètes sont attendues pour l'été 2006.

De manière générale, Les projets hydroélectriques prennent plus d'une dizaine d'années pour leur développement, l'obtention de leurs permis, leur construction et leur mise en service. Ce délai peut être plus long avec les études préliminaires et selon les négociations avec les autorités et collectivités locales. Il est donc nécessaire de planifier sur des horizons de 12 à 15 ans et d'analyser les risques de façon approfondie. Notons, par exemple, les difficultés antérieures concernant le projet SM-3 et qui vont encore priver le Producteur de presque 300 MW de capacité jusqu'en 2006.

Le Producteur est en position de monopole pour la filière hydroélectrique parce que la loi lui confère un droit exclusif sur la force hydraulique de tout site de plus de 50 MW. Les producteurs privés ont l'obligation de vendre à Hydro-Québec l'électricité qu'ils produisent et ne consomment pas.

Enfin, le Producteur affirme qu'il n'y a présentement pas de projet hydroélectrique économiquement plus rentable que le Suroît. Il affirme donc ne développer ce projet thermique que par exception à son axe de développement privilégié.

2.3 Les impacts environnementaux

Les émissions de GES de centrales hydroélectriques ne sont pas nulles, mais elles sont faibles. Elles sont de 2 à 48 t/GWh de CO₂ équivalent pour les centrales avec réservoir et de 1 à 18 t/GWh pour les centrales au fil de l'eau.

Les impacts les plus sensibles de la filière touchent à la création du réservoir, la modification du cours de la rivière et la perte d'habitats naturels. L'occupation du territoire peut être importante selon le type de réservoir : de 2 à 152 km² / TWh.

Hydro-Québec a acquis de précieuses connaissances ces dernières décennies grâce à un vaste programme de recherche et de suivi environnemental du Complexe La Grande, sur la productivité des écosystèmes, les impacts sur la faune et la flore, les mesures de mitigation et sur la teneur de mercure dans la chair des poissons.

Conclusion

La Régie constate que la filière hydroélectrique reste l'axe de développement privilégié du Producteur et que son développement implique une planification sur un horizon de plus de 10 ans.

CHAPITRE 3 : LA FILIÈRE ÉOLIENNE

La Régie manifeste beaucoup d'intérêt à l'endroit de la filière éolienne et considère que des mesures doivent être prises pour favoriser son développement.

Évolution technologique

La technologie a connu des développements importants et la capacité commerciale des aérogénérateurs se situe actuellement entre 600 kW et 3 MW pour des éoliennes de grande taille, comparativement à des puissances de 25 kW au début des années 1980. De plus, l'efficacité des aérogénérateurs s'est améliorée grâce à l'utilisation d'éoliennes à pas variables et à vitesses semi-variables et variables, au lieu d'éoliennes à pas et à vitesse fixes.

La production éolienne a connu un essor important au cours des dernières années. La capacité installée, à l'échelle mondiale, est passée de 13 500 MW en 1998 à plus de 39 000 MW à la fin de 2003. De cette quantité, plus de 8 000 MW ont été installés durant la seule année 2003. La capacité installée la plus importante est en Allemagne avec plus de 14 000 MW, puis aux États-Unis et en Espagne avec plus de 6 000 MW pour chacun de ces pays. En ce qui concerne la capacité installée, le Canada se situe actuellement au quatorzième rang mondial avec une capacité de 327 MW, dont 170 en Alberta et 104 MW au Québec. De plus, au Québec, un appel d'offres est en cours pour l'installation d'une capacité totale de 1 000 MW entre 2006 et 2012. Il s'agit d'une filière en forte croissance qui devrait atteindre une capacité installée mondiale de 95 000 MW en 2008 selon BTM Consult.

Il est également prévu que le prix de revient de la production éolienne continuera à diminuer. Selon le rapport de BTM Consult, le coût des installations devrait diminuer de 2,5 % par année à l'horizon 2007, alors que les rapports de Wind Force avancent une réduction annuelle du prix de revient de l'énergie éolienne de 2,9 % à 3,5 % à l'horizon 2010.

Cette filière est maintenant considérée comme fiable et l'industrie est en mesure de s'adapter aux conditions locales que ce soit en climat nordique ou dans des conditions de vents extrêmes.

3.1 Potentiel éolien au Québec

Étude des vents

Le Québec dispose d'un potentiel éolien très important. C'est une conclusion claire qui est ressortie des audiences. Par exemple, l'étude d'Hélimax conclut à un potentiel technique de plus de 100 000 MW. Ce potentiel se trouve au sud du 53^{ième} parallèle (donc excluant la région du Complexe La Grande) et à moins de 25 km des lignes de transport du réseau de TransÉnergie, aux endroits où la vitesse moyenne des vents est de 7 m/s et plus, mesurés à 80 mètres du sol. À de telles vitesses du vent, on peut espérer une production éolienne qui peut être économiquement viable.

L'outil utilisé pour la détermination du potentiel a permis de prendre en compte plusieurs contraintes importantes dont l'occupation du territoire (agglomérations, zones tampons, routes et accès, infrastructures et constructions, zones protégées), la topographie (les secteurs où la pente excède 15 % sont exclus) et l'hydrographie (les plans d'eau sont exclus).

Par ailleurs, l'étude d'Environnement Canada basée sur le modèle WEST montre qu'il y a des gisements éoliens importants dans la région du complexe La Grande, Charlevoix, Manicouagan et en Montérégie, sans toutefois quantifier ce potentiel en termes de MW. Environnement Canada prévoit dresser un atlas éolien complet du Canada et rendre publics les résultats à l'automne 2004.

Suite à donner

La détermination d'un potentiel n'est pas suffisante pour conclure à la rentabilité des projets. Il faut définir plus précisément la localisation de chaque aérogénérateur, ce qui

exige une connaissance fine de la topographie et des conditions locales de vents.

Selon le Producteur, l'éolien est appelé à occuper une place plus significative dans le portefeuille de production au Québec.

La Régie considère opportun de concentrer les mesures de vents dans les régions identifiées comme présentant le potentiel le plus intéressant et aux endroits jugés stratégiques.

3.2 Intégration au réseau

Du point de vue du Distributeur, le coût total de l'énergie doit inclure le coût des équipements de production et l'ensemble des coûts d'intégration au réseau de transport. Il s'agit ici du coût des équipements requis à partir du poste de départ où l'énergie est livrée au réseau, jusqu'aux postes situés près des centres de consommation. Le coût du réseau collecteur qui permet d'acheminer la production de chaque éolienne jusqu'au poste de départ est compris dans le coût du parc.

Pour rentabiliser la production éolienne il faut donc retenir les sites ayant un facteur d'utilisation élevé et réduire le coût de transport en recherchant les endroits où l'évolution de la charge permet de dégager la congestion sur le réseau.

Par ailleurs, du point de vue de TransÉnergie, l'intégration au réseau lui impose des conditions différentes selon le type de technologie retenu notamment en ce qui a trait à la régularisation de la tension.

Une étude du réseau de transport est nécessaire en vue de déterminer les endroits les plus propices à l'installation de parcs éoliens et pour définir les quantités et le calendrier de réalisation. Une telle étude ne peut se faire qu'avec la collaboration étroite de TransÉnergie et des promoteurs d'énergie éolienne.

3.3 Intermittence de la production éolienne

L'intermittence est une des caractéristiques de la production éolienne qui est la plus souvent mentionnée comme facteur négatif par Hydro-Québec.

Source fiable

L'intermittence de la production éolienne résulte du fait que la production varie en fonction du vent et que celui-ci ne peut être contrôlé. Un parc éolien isolé ne serait pas fiable pour l'alimentation d'une charge, car il faudrait que la production soit parfaitement synchronisée avec celle-ci, ce qui n'est pas le cas. Cependant, **pour accroître la fiabilité de ce type de production et en diminuer le degré de variabilité, il faudra installer plusieurs parcs d'éoliennes dans des zones différentes**, car le vent ne varie pas de la même façon et en même temps partout.

On peut contourner la variabilité inhérente à cette source en intégrant la production éolienne à d'autres types de production, de façon à obtenir un ensemble de production fiable et flexible qui s'adapte à la variabilité de la demande.

Jumelage

La production hydroélectrique avec capacité d'entreposage est un complément idéal pour la production éolienne. En effet, lorsque le vent souffle, on peut réduire la production hydroélectrique en gardant l'eau dans les réservoirs, et lorsque le vent diminue, on peut augmenter la production hydroélectrique en utilisant l'eau maintenue dans les réservoirs. Le parc de production essentiellement hydraulique d'Hydro-Québec peut donc être avantageusement mis à contribution pour maximiser la production éolienne.

Il faut souligner également que la production éolienne est un bon complément à la production hydraulique sur une base saisonnière. En effet, 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.

De plus, sur une plus longue période, la production éolienne peut réduire les risques reliés aux variations de l'hydraulicité.

Étant donné la structure du marché de l'électricité au Québec, seul le Producteur est en mesure de réguler une quantité importante de production éolienne. En effet, la nature essentiellement hydraulique des équipements qu'il exploite lui offre la possibilité de programmer efficacement la production de ceux-ci en fonction d'une production éolienne éventuelle. Ainsi, l'intégration d'une quantité importante de production éolienne contribuerait à l'atteinte des objectifs du Producteur concernant la sécurité énergétique du Québec.

Le Producteur a conclu une entente d'achat de la production éolienne des projets du Mont Copper et du Mont Miller à Murdochville d'une capacité de 108 MW.

La Régie est d'avis que le système de production sur lequel peut compter le Producteur, comprenant une capacité installée de plus de 39 000 MW et une capacité d'entreposage de 172 TWh, devrait pouvoir absorber 2 000 MW à 3 000 MW supplémentaires de production éolienne à l'appel d'offres en cours. Cette quantité est fonction des caractéristiques propres de chaque parc de production éolienne, de sa localisation et de leur dispersion sur le territoire.

Jusqu'à maintenant, les bénéfices réels d'un jumelage éolien-hydraulique n'ont pas été évalués de façon exhaustive par Hydro-Québec. Il existe une étude d'Hydro-Québec présentée à l'Association canadienne de l'électricité au mois de mars 1995 et intitulée « *Évaluation de la valeur en puissance d'un parc d'éoliennes incluant l'effet de corrélation entre le vent et la demande* ». Cette étude conclut que la valeur en puissance est nettement supérieure à la puissance moyenne produite en hiver, après considération des facteurs de pertes. Cette étude doit être actualisée et approfondie pour tenir compte de l'évolution du réseau.

RECOMMANDATION N° 9

Il est recommandé de réaliser une étude qui évaluera la contribution de la production éolienne au parc de production hydraulique en simulant la présence d'une quantité additionnelle de 2 000 MW à 3 000 MW de production éolienne. L'étude évaluera également la contribution en puissance que pourront procurer plusieurs parcs répartis sur le territoire québécois.

3.4 Service d'équilibrage

Service important

La fonction du service d'équilibrage est de régulariser la production éolienne. Ainsi, durant une période de temps défini, par exemple une semaine, le fournisseur de service accumule la production variable provenant des parcs éoliens et, durant une autre période, il restitue la même quantité d'énergie à une puissance définie.

Le nombre d'entités susceptibles de fournir un tel service au Québec est très limité. Il est prévisible que le Producteur soit le seul fournisseur de ce service. Les promoteurs de l'énergie éolienne ont exprimé leur préférence pour qu'un service d'équilibrage soit négocié par le Distributeur et soit offert à tous sur une base non discriminatoire. Ainsi tous seraient sur le même pied et pourraient consacrer tous leurs efforts à optimiser les sites qu'ils veulent développer.

Coût à définir

Le Producteur a exprimé sa volonté d'offrir un service d'équilibrage. Il a mis de l'avant une estimation de prix de 0,9 ¢/kWh pour ce service. Il mentionne également que, dans la mesure où il a une marge de manoeuvre, son service d'équilibrage ne nuira pas au développement de la filière éolienne au Québec.

RECOMMANDATION N° 10

Comme le Producteur se trouve en situation de monopole pour le service d'équilibrage, et qu'il est un concurrent potentiel lors des appels d'offres du Distributeur, il est requis que le prix de ce service soit soumis à la Régie dans un souci de protection des consommateurs.

Pour le Distributeur, la production éolienne avec un service d'équilibrage est assimilable à un produit de base et pourrait mieux répondre à ses besoins.

Équilibrage local

Il serait aussi possible d'envisager un équilibrage local pour diminuer le coût d'intégration de la production éolienne au réseau. Par exemple, un parc éolien installé à la Baie James sans ajouter d'équipement de transport augmenterait l'utilisation du réseau de TransÉnergie jusqu'au centre de consommation. Dans ce cas, la production hydraulique des centrales du Complexe La Grande serait ajustée en fonction de la production éolienne, de manière à ne pas dépasser la capacité du réseau de transport. Un parc éolien de ce type n'apporte que de l'énergie au réseau sans augmenter sa puissance totale disponible. Il contribue à améliorer la fiabilité énergétique de l'ensemble du réseau.

3.5 Prix de revient de la production éolienne

La firme Hélimax a présenté une évaluation complète du coût de revient de la production éolienne pour différentes classes de vents et différentes années de mise en service. L'évaluation intègre les éléments suivants du prix de revient :

- coût total d'investissement;
- la production d'énergie;

- prix payé pour l'énergie;
- ratio dette/équité;
- taux d'intérêt sur la dette à long terme;
- la durée du contrat;
- les frais d'entretien et d'exploitation; et
- les diverses taxes.

Le prix de revient de la production éolienne est actuellement plus élevé que celui anticipé des projets hydrauliques en cours et du projet thermique du Suroît.

Selon les hypothèses retenues par Hélimax, le prix de revient de la production éolienne pour une mise en service en 2008 se situera dans une fourchette de 7,2 ¢/kWh à 9,2 ¢/kWh pour des facteurs d'utilisation variant de 36,8 % à 28,4 %. Le coût de ces installations devrait diminuer de 2,5 % par année sur l'horizon 2004 à 2010. De plus, la présence de sites ayant de bons vents et les développements technologiques rendant possible l'installation de plus gros aérogénérateurs à des hauteurs plus élevées, permettent d'espérer un facteur d'utilisation élevé. La conjugaison de ces facteurs rendra la filière éolienne concurrentielle avec les autres sources de production d'énergie électrique.

Les facteurs qui influencent le prix de revient sont par ordre d'importance :

- la vitesse des vents, donc le facteur d'utilisation;
- le montant d'investissement;
- le taux d'intérêt sur la dette à long terme;
- le ratio dette/équité et;
- les frais annuels d'entretien.

Le Groupe Axor, propriétaire des parcs du Nordais situés à Matane et à Cap-Chat, mentionne avoir un facteur d'utilisation moyen de 18 % pour ses deux parcs à cause

d'une grande variabilité des vents, sa technologie ne pouvant pleinement en tirer partie.

3.6 Appel d'offres de 1 000 MW de puissance installée

À la suite du [Règlement sur l'énergie éolienne et sur l'énergie produite avec de la biomasse](#), le Distributeur a lancé un appel d'offres pour la réalisation de 1 000 MW de puissance éolienne installée. Les premières installations doivent être mises en service en 2006 et les dernières en 2012, selon le calendrier suivant :

- décembre 2006, 200 MW;
- décembre 2007, 100 MW;
- décembre 2008, 150 MW;
- décembre 2009, 150 MW;
- décembre 2010, 150 MW;
- décembre 2011, 150 MW;
- décembre 2012, 100 MW.

Propositions

Les résultats de l'appel d'offres, dévoilés le 16 juin 2004, comprennent des propositions pour près de 4 000 MW réparties entre 9 promoteurs. Ces propositions pour la seule année 2006 sont supérieures à la quantité totale recherchée par l'appel d'offres. Le prix moyen de l'énergie offert, estimé par le Distributeur, est de 8,1 ¢/kWh selon un facteur d'utilisation de 30 %. Le coût moyen total d'acquisition de cette énergie, incluant les coûts de transport (1 ¢/kWh) et d'équilibrage (0,9 ¢/kWh) totalise 10 ¢/kWh.

Appel d'offres

Les conditions actuelles de cet appel d'offres sont contraignantes. La Régie comprend l'importance de l'objectif de développement régional poursuivi par le gouvernement, mais considère que les conditions

exigées pour sa mise en œuvre ont un impact à la hausse sur le prix des soumissions, ce qui ne donne pas un signal clair du coût de la filière. Ces conditions peuvent limiter les possibilités d'économies d'échelle pour les fournisseurs.

RECOMMANDATION N° 11

Étant donné les besoins anticipés par le Distributeur, il est opportun d'examiner les possibilités de devancer l'échéancier de réalisation prévu au Règlement sur l'énergie éolienne et sur l'énergie produite avec de la biomasse.

3.7 Les impacts environnementaux de la filière éolienne

Les émissions atmosphériques évaluées sur la base du cycle de vie de la ressource sont faibles. Les émissions de GES sont de 7 à 124 t de CO₂ équivalent par GWh.

L'occupation du sol est importante, mais n'est pas incompatible avec d'autres activités comme l'agriculture. Cette filière utilise entre 24 et 117 km² par TWh. L'impact visuel est une préoccupation majeure de la population en général. Le développement de la filière éolienne dépendra, comme pour les autres filières, de l'acceptation par les communautés locales.

Conclusion

La Régie veut favoriser le développement de la filière éolienne. À cette fin, il est nécessaire de définir un objectif pour une quantité importante de capacité à installer, en plus du 1 000 MW prévu actuellement. Cet objectif est de l'ordre de 2 000 à 3 000 MW à l'horizon 2012.

Il est nécessaire de réaliser d'abord les études pour la localisation des parcs de production et leur intégration au

réseau de TransÉnergie afin de définir le rythme de développement de cette filière. Il persiste en effet, un certain nombre d'inconnues quant au facteur d'utilisation et au prix de revient de la filière.

Le potentiel de production éolienne est important au Québec. Les gisements les plus importants sont dans le Bas-Saint-Laurent, la Côte-Nord, la Gaspésie-Iles-de-la-Madeleine, la Montérégie et au nord du 53ième parallèle dans la région du Complexe La Grande.

Ce potentiel peut être développé en quantité suffisante pour contribuer à la sécurité énergétique du Québec à moyen et long termes. Ce développement exige cependant une étroite collaboration entre Hydro-Québec et les promoteurs de la filière éolienne pour définir les sites les plus intéressants à réaliser.

RECOMMANDATION N° 12

La Régie recommande que la mise en œuvre de l'objectif de 2 000 à 3 000 MW se concrétise par la formation, dès l'été 2004, d'un groupe de travail intégrant des experts d'Hydro-Québec en réseau de transport et en gestion de production d'énergie, ainsi que des experts reconnus en énergie éolienne, dont Hélimax.

Ce groupe de travail aura pour mission de définir un plan de développement incluant notamment :

- une étude traitant de l'intégration de parcs de production éoliens au réseau de transport;***
- une étude définissant la contribution de la production éolienne en puissance et en énergie;***
- une détermination des sites les plus prometteurs en poursuivant les mesures de vents (« micro siting »);***

- *un suivi des développements technologiques;*
- *l'examen et la détermination du rôle que doit jouer Hydro-Québec.*

Ce plan de développement de l'objectif de 2 000 MW à 3 000 MW supplémentaires devrait être présenté à une commission parlementaire de l'automne 2004.

CHAPITRE 4 : IMPORTATIONS ET INTERCONNEXIONS

La possibilité d'importer de l'électricité entre 2005 et 2008 a été évoquée à plusieurs reprises pour éviter la construction du Suroît, le temps nécessaire pour que les projets hydroélectriques soient mis en service.

Les interconnexions permettent d'exporter ou d'importer de l'électricité selon les besoins des réseaux et l'intérêt économique de réaliser de telles transactions. La déréglementation du secteur de l'électricité et l'ouverture des marchés limitrophes sur une base non discriminatoire a permis de faciliter ces transactions.

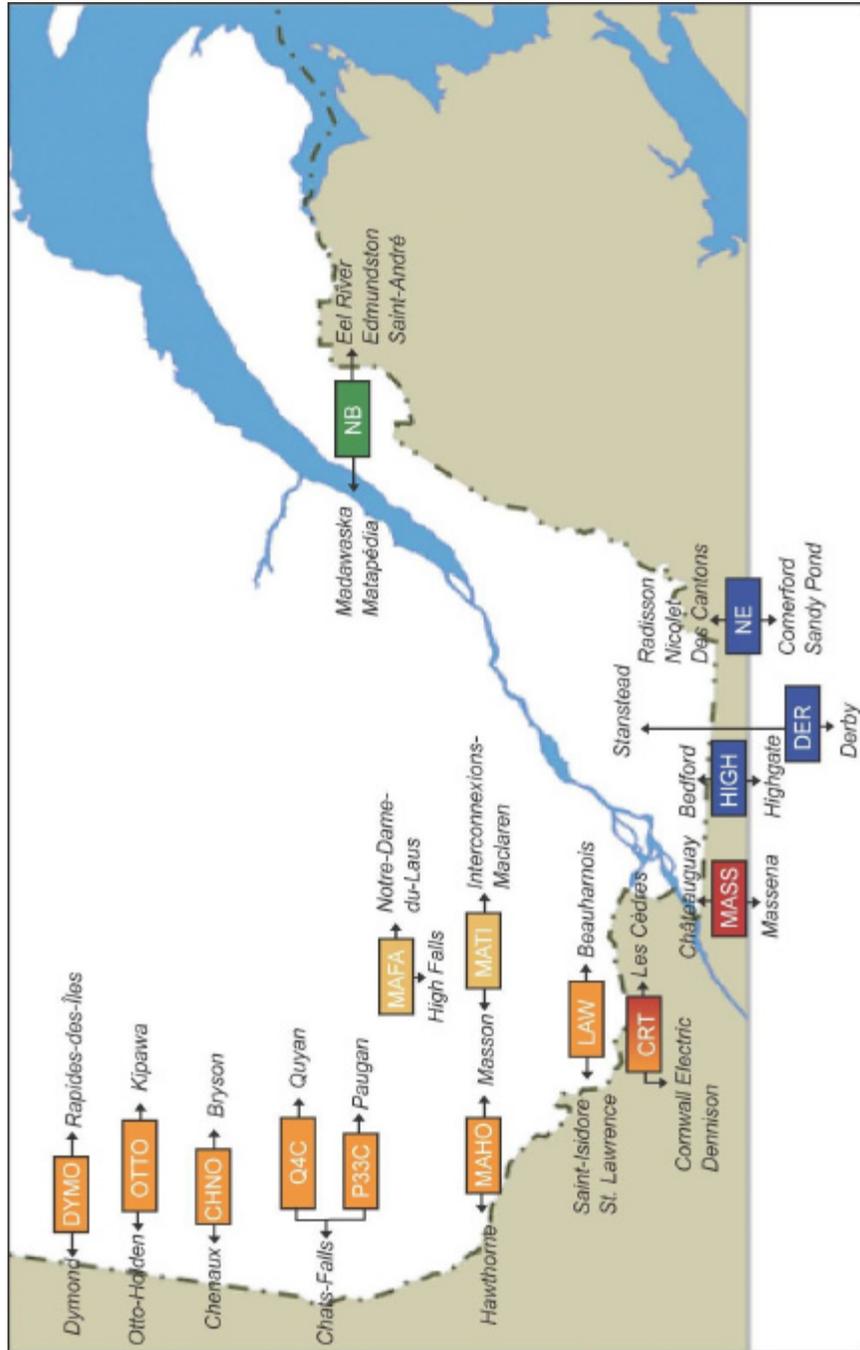
Les caractéristiques des interconnexions et leur capacité d'importation sont analysées dans les sections qui suivent. Cela permet de porter un jugement sur l'importation de volumes importants d'énergie.

Principales interconnexions

Le réseau d'Hydro-Québec est relié au réseau du Labrador pour l'intégration de la production de Churchill Falls et aux réseaux de l'Ontario, du Nouveau-Brunswick, de la Nouvelle-Angleterre et de l'État de New-York pour les transactions d'achat ou de vente d'électricité. Depuis 1997, ces transactions sont régies par les [Tarifs et conditions du service de transport d'Hydro-Québec](#).

La carte du réseau de TransÉnergie présente la localisation géographique des interconnexions avec les réseaux voisins ainsi qu'avec le réseau de Services Énergie Brascan :

Carte des interconnexions



Source : <http://www.transenergie.com/oasis/hqt/fr/schemas.html>

**Capacité totale
d'importation
en puissance**

Le tableau B-5 présente la capacité en puissance des interconnexions en mode importation.

Tableau B-5 : Capacité des interconnexions en importation

Interconnexions	Capacité
Ontario	670 MW
New-York	1 000 MW
Nouvelle-Angleterre	1 700 MW
Nouveau-Brunswick	785 MW
Services Énergie Brascan	380 MW
TOTAL	4 535 MW

**Capacité
d'importation
d'énergie**

Ces valeurs correspondent à la quantité maximale de puissance qu'il est possible d'acheminer en mode importation à partir de chacun des réseaux voisins. En pratique, il n'est pas possible de maintenir cette puissance durant toutes les heures de l'année à cause de l'indisponibilité des liens d'interconnexion occasionnée par l'entretien, les contraintes opérationnelles ou les contraintes de marché sur les réseaux voisins.

Le tableau B-6 présente la quantité totale d'énergie que Hydro-Québec juge être en mesure d'importer.

Tableau B-6 : Interconnexions : potentiel d'importation

Interconnexion	TWh sans contraintes	TWh avec contraintes
Ontario	5,7	0,5
New-York	8,8	8,0
Nouvelle-Angleterre	14,9	5,3
Nouveau-Brunswick	6,8	0,4
Service Énergie Brascan	2,8	1,3
TOTAL	39,0	15,5

La faible quantité d'énergie qu'il est possible d'importer de l'Ontario s'explique par les difficultés d'approvisionnement qu'éprouve actuellement le marché ontarien. En effet, l'incertitude sur la pérennité de la production nucléaire, la fermeture envisagée des centrales au charbon et la croissance de la consommation interne font qu'on ne peut compter sur un approvisionnement significatif et soutenu sur un horizon de court et de moyen termes à partir de ce marché.

Il en va de même pour le Nouveau-Brunswick où le marché fait face à un équilibre interne précaire en raison de la croissance de la demande et de l'incertitude quant à l'avenir de la centrale nucléaire de Pointe Lepreau (675 MW) qui alimente environ 30 % de la consommation du Nouveau-Brunswick.

Quant à la quantité d'énergie qu'il est possible d'importer par l'interconnexion avec la Nouvelle-Angleterre, elle est limitée par des contraintes de marché et de réseau. La capacité d'importation est limitée à 690 MW, soit la capacité de l'interconnexion Des Cantons–Comerford lorsque toute l'énergie de la centrale LG2-A transite par le poste Nicolet.

Il est prudent de ne retenir qu'une capacité de 15,5 TWh en importation par rapport à la capacité théorique de 39 TWh.

***Priorité
d'utilisation***

L'utilisation des interconnexions en mode importation peut être requise par le Distributeur qui doit combler les besoins de la charge locale, par le Producteur qui veut faire des transactions d'achat-revente ou sécuriser sa réserve énergétique pour assurer la fourniture de son électricité au Distributeur, ou par d'autres clients qui veulent faire du transit sur le réseau de TransÉnergie (pass through).

Selon le scénario mi-fort, le Distributeur devra importer 7,4 TWh, 11,1 TWh et 7,1 TWh pour satisfaire à la demande prévue respectivement pour les années 2005, 2006 et 2007. En cas de faible hydraulicité, le Producteur prévoit qu'il importera 9 TWh, 7 TWh et 4 TWh respectivement pour les années 2005, 2006 et 2007, afin d'assurer de remplir ses engagements envers le Distributeur.

Un des critères de planification du Distributeur consiste à limiter sa dépendance envers les importations à 5 TWh dans un scénario fort. Cette limitation découle du fait que le Distributeur devra partager les interconnexions avec d'autres utilisateurs, dont le Producteur. Cependant, aucune obligation formelle n'existe entre le Producteur et le Distributeur quant au partage des capacités d'interconnexion. Chacune des parties devra désigner ou réserver auprès de TransÉnergie la capacité d'interconnexion dont elle aura besoin. En temps normal, les besoins du Distributeur sur les marchés de court terme devraient être limités à 5 TWh, mais, comme on peut le constater, il peut arriver que ponctuellement le Distributeur doive importer une quantité plus élevée d'énergie.

Il y a donc possibilité qu'il y ait congestion sur les interconnexions durant certaines périodes, réduisant de ce fait les possibilités de transit à travers le réseau de TransÉnergie. Devant une telle perspective, **la Régie prend acte de la déclaration du Producteur d'accorder la**

priorité des interconnexions au Distributeur pour l'alimentation de la charge locale.

Ouverture du réseau

Selon la Partie IV des [Tarifs et conditions du service de transport d'Hydro-Québec](#), le Distributeur peut désigner une ressource à des fins d'importation d'électricité pour l'alimentation de la charge locale et l'obtention d'un service de transport ferme. Il peut également importer à partir de ressources non désignées. Dans ce cas, sa réservation aura une priorité supérieure à celle de tout autre service de transport non ferme obtenu en vertu de la Partie II des [Tarifs et conditions du service de transport d'Hydro-Québec](#).

Compte tenu de l'importance de l'enjeu et du besoin de créer un réseau ouvert et non discriminatoire, la Régie a indiqué que l'ensemble de cette problématique devra être revue et approfondie lors d'un prochain dossier tarifaire.

Nouvelles interconnexions

TransÉnergie travaille sur deux projets qui permettraient, pour l'un, d'augmenter la capacité d'importation de 420 MW à 470 MW à partir de l'Ontario sur l'interconnexion LAW et pour l'autre, d'augmenter d'environ 100 MW la capacité d'importation en provenance de New York via le réseau de CRT.

Rappelons qu'un projet relatif à une nouvelle interconnexion avec l'Ontario a déjà été étudié. Celle-ci aurait une capacité nominale en puissance de 1 250 MW en importation et en exportation, ainsi qu'une capacité théorique en énergie de près de 11 TWh. Cependant, ce projet a été reporté et ne sera repris que lorsque Hydro-Québec aura l'assurance que le niveau d'utilisation permettra de rentabiliser un tel investissement.

Durant les trois dernières années, l'utilisation des interconnexions en mode importation a été faible en regard de leur capacité. La moyenne d'énergie importée a été de 4,6 TWh avec un maximum de 5,6 TWh en 2003.

Cependant, TransÉnergie peut en tout temps évaluer la pertinence de procéder à tout ajout ou modification au réseau pour répondre aux besoins de sa clientèle, accroître la sécurité et la fiabilité du réseau ou pour toute autre raison valable. De plus, des demandes d'études d'impact pour augmenter la capacité des interconnexions peuvent également être soumises par le Producteur, le Distributeur ou les autres clients du service de transport en vertu des [Tarifs et conditions du service de transport d'Hydro-Québec](#). TransÉnergie doit alors réaliser les études requises et réaliser les projets qui en découleraient, le cas échéant.

**Impacts
environnementaux
des importations**

Le Distributeur a analysé les sources de production possibles des États de New-York et de la Nouvelle-Angleterre et en a déduit que les émissions pour chaque GWh importé seraient les suivantes :

Tableau B-7 : Émissions comparatives entre le Suroît et les importations

	GES CO ₂		NO _x		SO ₂	
	t/GWh	Total Mt	Kg/GWh	Total Mt	Kg/GWh	Total Mt
Émissions de la centrale du Suroît	346	56,2	45	7,3	9	1,5
Émissions des sources de production de NYISO et ISONE	427	69,4	671	109,0	1801	292,7

Le total est calculé sur les 25 ans de la durée de vie du Suroît, à 6 500 GWh par an.
Source : Régie de l'énergie

En ce qui concerne les émissions de GES, le Québec en subit les conséquences car elles ont un impact planétaire. Quant aux NO_x et au SO₂, responsables des pluies acides et du smog urbain, ils suivent les vents dominants et le Québec

est situé sous les vents de bon nombre de centrales thermiques américaines et ontariennes.

Les importations sont plus dommageables sur le plan environnemental que le Suroît pour une quantité équivalente d'électricité. Elles ont toutefois l'avantage d'être temporaires, alors que la centrale du Suroît sera en fonctionnement sur une période d'au moins 25 ans. En revanche, la production du Suroît peut remplacer d'autres sources de production moins efficaces.

Conclusion

En bref, pour le Distributeur et le Producteur, la capacité totale des interconnexions, en importation, est limitée à 15,5 TWh. Il y a risque de congestion. La Régie prend acte dans une telle éventualité, de la déclaration du Producteur d'accorder la priorité des interconnexions au Distributeur pour l'alimentation de la charge locale.

CHAPITRE 5 : LA FILIÈRE THERMIQUE

Le mandat donné à la Régie couvre l'étude des options de production possibles pour répondre à l'accroissement de la demande d'électricité dans le respect du développement durable. Dans le cas de la filière thermique, la Régie examine plus particulièrement cet aspect.

La Régie s'appuie sur l'analyse réalisée par le BAPE sur les impacts environnementaux du Suroît et de la centrale de cogénération de TransCanada Energy à Bécancour. Elle examine aussi les avantages comparatifs de la cogénération.

5.1 La cogénération

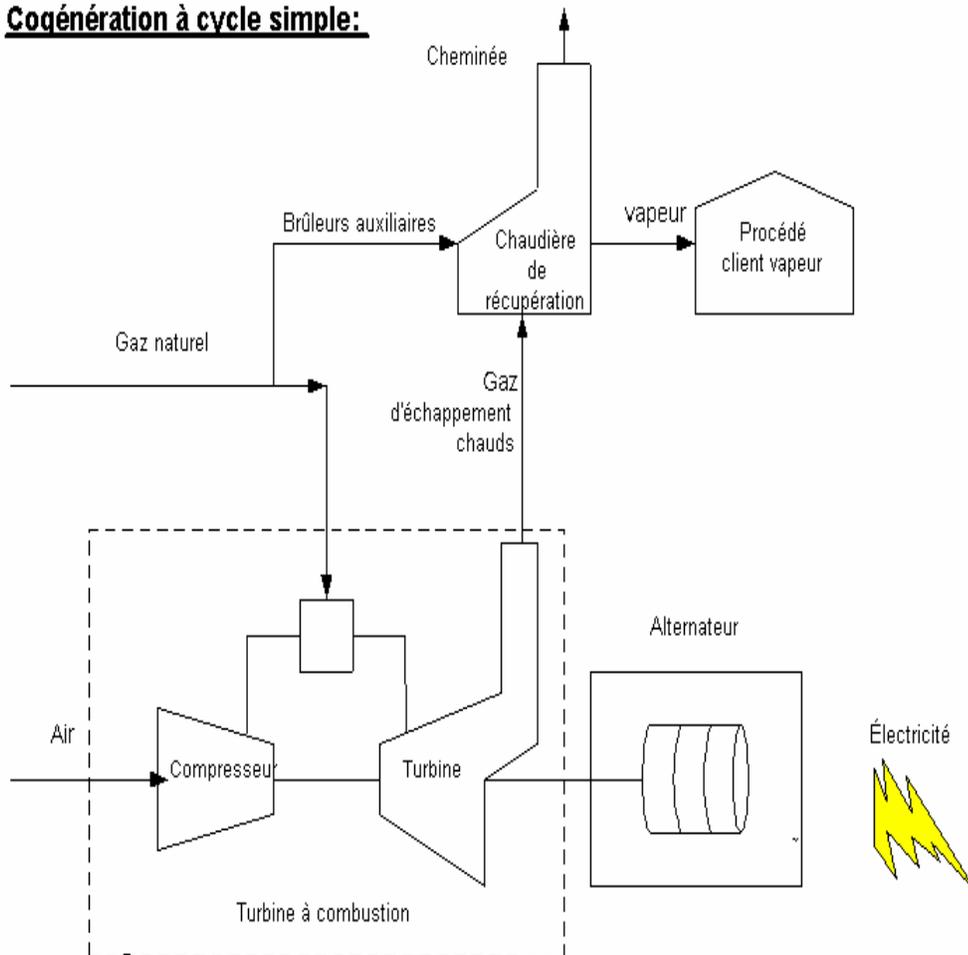
La cogénération est la production simultanée de deux formes d'énergie à partir d'une même source, en général fossile. L'exemple le plus courant est la production d'électricité et de vapeur à partir du gaz naturel. La vapeur peut être utilisée pour un procédé industriel ou le chauffage de l'eau ou de locaux.

Le gaz naturel est brûlé dans une turbine dont les gaz d'échappement chauds sont acheminés à une chaudière de récupération qui produit de la vapeur. Cette vapeur peut être utilisée directement par un client industriel (cycle simple); elle peut aussi entraîner une turbine à vapeur pour fournir une quantité additionnelle d'électricité avant d'alimenter un procédé industriel à une plus basse pression et une température plus faible (cycle combiné). Le graphique B-4 illustre ces principes.

Au Québec, les besoins de vapeur dans l'industrie des pâtes et papiers, pour le séchage ou la chauffe, sont importants. Il y a donc là des opportunités intéressantes. Comme ces besoins sont le plus souvent comblés par le mazout lourd (mazout no 6) ou léger (mazout no 2), la cogénération peut permettre la substitution d'énergie fossile plus polluante par du gaz naturel.

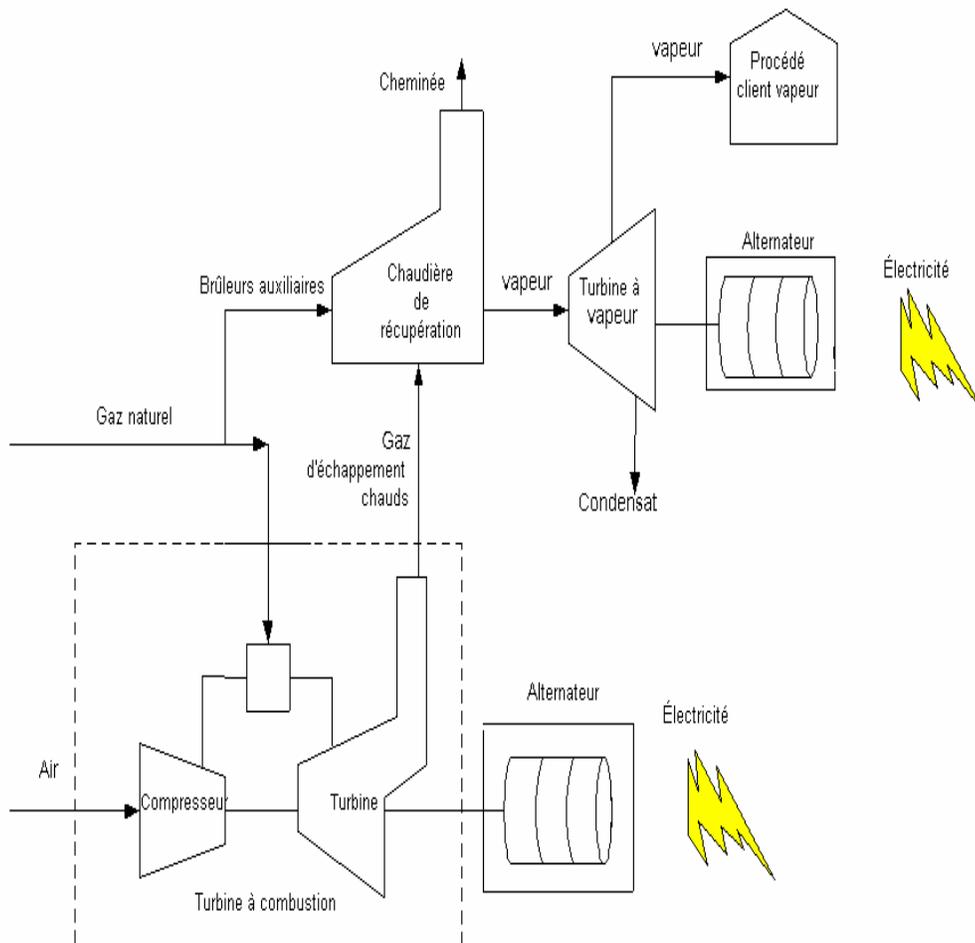
Graphique B-4 : Cycles de cogénération

Cogénération à cycle simple:



Source : Régie de l'énergie

Cogénération à cycle combiné:



Source : Régie de l'énergie

Efficacité des projets

de cogénération L'efficacité globale de ces projets, c'est-à-dire le ratio d'énergie produite sous forme de vapeur et d'électricité par unité d'énergie consommée sous forme de gaz naturel, est très variable. Elle dépend de la proportion entre la vapeur et l'électricité produite. Plus la quantité de vapeur produite est élevée, meilleure est l'efficacité globale.

Par exemple, le projet de TransCanada Energy à Bécancour est un projet qui produit une unité de vapeur et 5 unités d'électricité avec 10 unités de gaz naturel. Son efficacité globale est de 60 à 62 %, alors que certains projets de cogénération peuvent atteindre 70 à 80 %. En fait, la conception de ces projets dépend du profil de consommation des clients de vapeur et de la quantité d'électricité produite.

Potentiel

Plusieurs participants, dont la Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro), favorisent la cogénération par rapport à la production d'électricité à partir d'une centrale comme le Suroît. D'ailleurs, le Producteur étudie avec General Electric la possibilité de récupérer une partie de l'eau chaude pour alimenter des serriculteurs à Beauharnois.

Le potentiel de cogénération au Québec, sans contrainte sur l'efficacité globale, devrait se situer entre 1 000 MW et 2 000 MW. [Le Règlement sur l'énergie produite par cogénération](#) fixe un objectif de 800 MW en 2013, dont 200 MW pour 2008, lequel peut être atteint avec des projets d'une efficacité globale de 70 %. **La Régie juge que cet appel d'offres doit être lancé le plus tôt possible, car tout projet mis en service avant 2008 aidera le Distributeur à réduire sa dépendance envers les importations.**

Impacts

environnementaux Les projets de cogénération ont des impacts environnementaux locaux variant selon les projets, tels que le démontre les divers avis du BAPE.

Sur le plan des émissions atmosphériques, les projets de cogénération sont les moins dommageables de la filière thermique, comme l'illustre le tableau B-8

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'avantage de la cogénération résulte du remplacement de sources plus polluantes par du gaz naturel. Les émissions nettes de contaminants dans l'atmosphère sont alors

négatives, bien que la production de GES reste équivalente celle des centrales à cycles combinés au gaz naturel.

Chauffage de l'eau et des locaux au gaz naturel : « La bonne énergie à la bonne place ! »

Il est plus efficace, sur le plan des GES, d'utiliser le gaz naturel pour la chauffe directe de l'eau et de l'espace chez le consommateur que de produire de l'électricité dans une centrale thermique. Dans le premier cas, le taux d'efficacité atteint 90 %, alors que celui de la centrale à cycle combiné se limite à 60 % et celui de la centrale de cogénération à environ 70 %.

Sur le plan des contaminants atmosphériques, le choix du mode d'utilisation est neutre à l'égard des émissions de SO₂, de particules et des composés organiques volatils. Toutefois, les systèmes de chauffage peuvent émettre jusqu'à quatre fois plus de NO_x qu'une centrale thermique efficace comme celle du Suroît, en raison des systèmes de réduction catalytique des chaudières de récupération d'un cycle combiné.

Conclusion

À l'instar de la Politique énergétique de 1996, la Régie privilégie la cogénération parmi les filières thermiques en raison de ses avantages économiques, sociaux et environnementaux.

L'appel d'offres prévu par le Distributeur, dont tout report exerce une pression accrue sur le bilan énergétique précaire du Québec, devrait permettre de faire le point sur le potentiel actuellement disponible.

RECOMMANDATION N^o 13

La Régie recommande que l'appel d'offres sur la cogénération soit lancé le plus tôt possible.

5.2 Le projet de TransCanada Energy (TCE) à Bécancour

Projet

Le projet de TCE consiste à construire une centrale de cogénération de 507 MW à Bécancour qui fournira 4,1 TWh d'énergie annuellement. Le Distributeur prévoit sa mise en service dès 2006. Le projet prévoit l'installation de deux turbines au gaz naturel, d'une chaudière de récupération et d'une turbine à vapeur. Une partie de la vapeur sera extraite de cette dernière turbine pour être acheminée à deux clients industriels, Norsk Hydro Canada et à Société PCI Chimie Canada dont la production de vapeur provient présentement de la combustion de mazout.

Cadre d'approbation

Ce projet résulte d'un appel d'offres concurrentiel supervisé par la Régie selon le cadre législatif actuellement prévu à la [Loi sur la Régie de l'énergie](#). Ce recours au marché découle du Plan d'approvisionnement du Distributeur.

État d'avancement du critère relié au développement durable

Ce critère n'a pu être établi pour le premier appel d'offres de 1 200 MW du Distributeur lancé en février 2002. Il fut récemment présenté pour approbation à la Régie en vue des prochains appels d'offres de long terme. Son examen public est en cours dans le cadre du dossier [R-3525-2004](#).

Appel d'offres

Le projet de TCE est essentiel dans le bilan du Distributeur pour assurer les approvisionnements des Québécois. C'est pourquoi ce contrat d'approvisionnement en électricité ainsi que deux autres contrats conclus avec le Producteur furent approuvés par la Régie dans sa décision [D-2003-159](#).

Il est prévu que, pour respecter ses obligations envers le Distributeur dès 2006, TCE doit amorcer ses travaux dès

l'automne 2004. La Régie assure le suivi des étapes critiques inscrites au contrat en conformité avec sa décision.

Rôle du BAPE

Suite à ces approbations par la Régie, le promoteur, TCE, a requis l'émission d'un certificat de conformité et participé au processus de consultation publique par le BAPE. Pour les fins de son [Rapport d'enquête et d'audience n° 188 sur le Projet de centrale de cogénération à Bécancour par TransCanada Energy Ltd.](#), le BAPE réévalue la nécessité du projet.

Hormis la critique que ce réexamen peut susciter quant à la définition des rôles respectifs que le BAPE et la Régie doivent jouer quant à la mise en œuvre de la Politique énergétique du Québec et la détermination des besoins du Distributeur et des Québécois en matière d'électricité, la Régie est d'avis que la démonstration de la nécessité de ce projet aux fins d'assurer la sécurité des approvisionnements en électricité des Québécois a été clairement faite.

Politique énergétique et GES

Dans les conclusions de son [Rapport d'enquête et d'audience n° 188 sur le Projet de centrale de cogénération à Bécancour par TransCanada Energy Ltd.](#), le BAPE a constaté que le projet de TCE n'entraîne pas d'effets significatifs sur la qualité de l'air et sur la sécurité de la population environnante. Il qualifie toutefois ce projet de *choix de dernier recours dans la stratégie québécoise de réduction des gaz à effet de serre et dans la Politique énergétique du Québec. La commission est d'avis que ce choix ne se justifie que si toutes les autres possibilités ont été épuisées. Or la démonstration n'a pas été faite à ce jour.*

Rappelons que la [Politique énergétique du Québec de 1996](#) n'exclut pas le recours au gaz naturel pour la production électrique. Elle en recommande l'examen dans le cadre du plan de ressources d'Hydro-Québec, maintenant remplacé par l'examen du Plan d'approvisionnement du Distributeur. La réduction de la pollution atmosphérique amenée par les projets de cogénération, comme le projet de TCE, permet le recours à cette filière. Enfin, alors que ces

modes de production par cycle combiné au gaz naturel se développent en Amérique du Nord, elle conclut que cette avenue, si elle correspond à nos intérêts, pourrait être intéressante.

Nécessité du projet

La Régie considère qu'une démonstration adéquate a été faite du projet de TCE dans le cadre du Plan d'approvisionnement du Distributeur, tout comme au long du processus public d'appel d'offres et d'octroi du contrat. Le projet de TCE est d'intérêt public pour le Québec et nécessaire à l'approvisionnement en électricité des Québécois dès 2006.

Le défaut d'accorder promptement le certificat de conformité à son promoteur en raison de l'absence d'un plan d'action national et de coordination des efforts en matière d'efficacité énergétique ou encore d'une nouvelle politique énergétique, qui sont hors du contrôle de ce promoteur, mettra en péril le régime législatif choisi par le gouvernement en 2000.

Sécurité des

approvisionnements

À court terme, le refus d'autorisation du projet de TCE mettra en danger la sécurité énergétique des Québécois dès 2007 en privant le Distributeur de 4,1 TWh essentiels à la mise en œuvre de son Plan d'approvisionnement. Cette énergie, le Distributeur devrait alors tenter de l'acheter sur le marché de court terme hors Québec dans une période où les interconnexions avec les réseaux voisins seront possiblement déjà saturées, vu le recours aux importations au moins jusqu'en 2008 pour assurer l'équilibre du bilan offre – demande du Québec.

À long terme, le refus d'approbation d'un projet requis par le Distributeur suite à l'examen public de son Plan d'approvisionnement, puis approuvé par la Régie dans un second examen public après avoir remporté un appel d'offres, minerait fortement la crédibilité du mécanisme législatif et de marché mis en place par la [Loi sur la Régie de l'énergie](#). Les entreprises en mesure de participer à de futurs appels d'offres pourraient ne plus s'intéresser au marché québécois en raison

du cadre réglementaire. L'absence de ces fournisseurs aurait alors un impact important sur les tarifs des consommateurs et sur la sécurité de leurs approvisionnements. Dans un tel contexte, les prochains appels d'offres du Distributeur auront peu de succès et les Québécois en supporteront les conséquences sur le prix de leurs approvisionnements.

RECOMMANDATION N^o 14

La Régie recommande au gouvernement l'autorisation immédiate du projet de centrale de cogénération à Bécancour par TransCanada Energy afin d'assurer l'approvisionnement en électricité des Québécois.

5.3 Le projet du Suroît

La Régie considère que le projet du Suroît n'est pas indispensable à la sécurité des approvisionnements en électricité; il est cependant souhaitable dans la situation actuelle de précarité et surtout de dépendance envers les importations. Il fournit une marge de manœuvre qui est dans l'intérêt du public, alors que ses impacts environnementaux peuvent être grandement atténués.

Projet du Suroît

Dans sa version approuvée par le gouvernement par le décret 1363-2003, utilisant une technologie 7H de General Electric, la meilleure pour les centrales à cycles combinés, le [projet du Suroît](#) dispose d'une capacité moyenne de 836 MW pour 6,5 TWh d'énergie par an pour un investissement de 550 M \$. La puissance disponible en pointe, compte tenu des basses températures hivernales est de l'ordre de 925 MW. Sa production est constante et régulière tout au long de l'année.

Le Producteur a indiqué qu'il travaille avec General Electric à une possible modification du projet en vue de fournir de l'eau chaude à des serriculteurs qui s'installeraient à proximité.

Le Producteur, le promoteur du projet, a commencé ses études préliminaires en 2000-2001, a déposé un avis de projet au ministère de l'Environnement en septembre 2001 et a complété son étude d'impact en mai 2002. Les audiences publiques du BAPE se sont déroulées de septembre 2002 à janvier 2003 et son rapport a été rendu public en février 2003.

Ce projet thermique est considéré comme un projet d'exception par le Producteur.

5.3.1 Les besoins du Québec en électricité pour 2008-2012

Le nouveau projet de technologie 7H de General Electric, est planifié pour 2008. Si le projet va de l'avant dès l'été 2004, le Producteur sera en mesure de le mettre en service pour l'hiver 2007-2008.

Dans le cadre de l'analyse de la sécurité des approvisionnements des Québécois, la Régie retient que les besoins du Distributeur en énergie seront surtout critiques en 2005, 2006 et 2007. Dans ce cas, la production attendue du projet du Suroît ne pourra aider à les combler.

Contribution du Suroît

À plus long terme toutefois, une telle unité de production de 6,5 TWh/an localisée au Québec réduira d'autant le risque de congestion sur les interconnexions lorsque le Distributeur devra importer des quantités d'énergie importantes. Elle accroît en outre la fiabilité des approvisionnements qui sont fournis par le Producteur aux Québécois.

Selon le scénario retenu par la Régie, la situation au Québec ne s'améliorera substantiellement qu'avec la mise en service d'un projet important comme le projet EM-1A / Dérivation Rupert, d'une production annuelle de 7,7 TWh.

Entre-temps, la Régie juge que les risques ne sont pas négligeables à l'horizon 2008-2010 et que le Suroît peut être une assurance pour se prémunir contre des incertitudes comme :

- les risques de retard de la mise en service des projets hydroélectriques, dont notamment ceux reliés à l'obtention des autorisations pour le projet EM-1A/dérivation Rupert;
- la fin de la vie utile de la centrale Gentilly 2; et surtout
- le risque relié à l'hydraulicité.

Aux fins de son bilan, le Producteur n'a pas prévu de production à partir de la centrale Gentilly 2 à compter de 2010

et il devra se prononcer prochainement sur l'avenir de cette centrale.

5.3.2 Les besoins après 2012 et la marge de manoeuvre du Producteur

Malgré les limites de toute prévision à long terme, il est nécessaire de planifier la construction des équipements de production d'électricité sur un horizon de plus de 10 ans.

Sur un horizon de long terme, il faut prendre les moyens pour que la situation actuelle ne se reproduise plus. Le Suroît est un atout car le Québec pourrait faire de nouveau face à une combinaison de forte demande, d'aléa climatique défavorable et de déficit d'apports en eau.

Justification

Le Producteur évoque aussi les justifications suivantes pour son projet :

- Le projet du Suroît contribuerait à *la marge de manoeuvre annuelle de manière certaine et prévisible à chaque année.*

En supposant un prix du marché de 8 ¢/kWh à l'horizon 2008, le Producteur réaliserait un revenu net de 0,4 ¢/kWh sur ses ventes à l'exportation, tout en contribuant aux revenus de TransÉnergie à hauteur de 1 ¢/kWh, ce qui se traduirait par une baisse des coûts de transport pour les consommateurs d'électricité québécois.

- La centrale du Suroît permettrait au Producteur de diversifier ses moyens pour satisfaire au critère de fiabilité énergétique.
- La centrale du Suroît permettrait de limiter la production de la centrale de Tracy aux périodes de pointe.
- Si le Suroît pouvait être disponible à l'hiver 2007-2008, le Producteur serait alors en mesure de répondre plus tôt à des appels d'offres du Distributeur.

- Le projet pourrait réduire la congestion aux interconnexions en mode importation.

Prix du gaz naturel

Parmi les inconvénients du projet, plusieurs participants ont soulevé le risque du prix du gaz naturel dans l'avenir. Toutefois, la Régie retient, tout comme Gaz Métro, que les prix devraient rester fermes à court et moyen termes.

En fait, le Producteur prévoit que le prix du gaz sera de 5,67 US \$ à Montréal en 2008, auquel s'ajoutera un facteur inflationniste de 3 %. Cette prévision est plus élevée que celle du Distributeur faite en août 2003. Si les prix du gaz sont plus élevés, le coût de l'électricité du Suroît sera supérieur à 6,6 ¢/kWh (en \$ de 2008); toutefois, le coût des importations sera aussi plus élevé, car le prix de l'électricité aux États-Unis est fortement corrélé avec le prix des combustibles pendant que les prix du gaz et du mazout léger évoluent dans le même sens.

Opportunités d'affaires

Le contexte des exportations a changé. Les excédents du Producteur s'écoulent maintenant sur les marchés limitrophes de court terme. La production excédentaire québécoise provenant du Suroît contribuerait à cette marge de manœuvre qui permet au Producteur de profiter d'occasions d'affaires. La Régie juge significative la contribution de ces transactions sur les marchés limitrophes à la rentabilité d'Hydro-Québec et conclut que le Québec ne peut négliger ces occasions d'affaires.

Constituer une marge de manœuvre pour le Producteur avec une centrale thermique très efficace est donc un choix sécurisant pour un fournisseur dont le parc de production essentiellement hydraulique dépend de certains aléas. Cette filière est mature et offre une diversification intéressante de son parc de production.

5.3.3 Les avantages du Suroît pour TransÉnergie

La présence d'une centrale thermique importante, située sur la rive sud de Montréal, apporte à TransÉnergie des avantages en termes de sécurité d'alimentation, de fiabilité pour le réseau principal et de coûts d'intégration au réseau.

Sécurité d'alimentation

La présence de centrales situées près des zones de charges permet d'améliorer la sécurité d'alimentation de ces zones, car un réseau de transport plus court est susceptible de subir beaucoup moins d'aléas ou d'impondérables qui peuvent entraîner des pannes.

La construction de la centrale thermique du Suroît permettrait d'augmenter la sécurité d'alimentation de la région de Montréal et de l'ouest de la Montérégie. Il faut considérer aussi cet équipement dans le contexte de l'éventuelle fermeture de la centrale de Gentilly 2 et d'une limitation du fonctionnement de Tracy. Le Suroît serait, dans ce cas, le seul équipement thermique majeur du Producteur, fonctionnant en base.

Fiabilité du réseau principal

Le réseau de transport d'Hydro-Québec est sensible au contrôle de la tension. Ceci est dû à sa topologie, qui est caractérisée par l'éloignement des centres de production des zones de charges.

Ces zones de charges sont reliées aux centres de production par des lignes à très haute tension parcourant quelque 1 000 kilomètres. Advenant un défaut sur le réseau principal, divers équipements réagissent de façon rapide pour assurer un comportement adéquat de l'ensemble du réseau. Parmi ces équipements, outre les centrales, on trouve notamment des compensateurs statiques et des compensateurs synchrones. Dans la région de Montréal, de tels équipements sont en place afin d'assurer le support dynamique de la tension. À cet égard, trois compensateurs

synchrones installés au poste Duvernay de la boucle métropolitaine ont une grande importance pour le contrôle de la tension en cas de perturbation sur le réseau, particulièrement au moment des périodes de demande importante.

***Économies
d'investissements
et d'énergie***

Le réseau de transport servant à relier les centrales de production situées près des zones de charges aux zones de consommation est beaucoup plus court, d'où des investissements en infrastructures plus faibles. Par ailleurs, le transport de l'énergie sur de plus courtes distances contribue à réduire les pertes énergétiques du réseau de transport, au bénéfice des consommateurs.

5.3.4 La qualité de l'air

Les médias et le public ne font pas toujours la différence entre la pollution atmosphérique créée par les principaux contaminants et les gaz à effet de serre (GES). Or cette différence est importante.

Le Suroît n'a pas d'effet significatif sur la qualité de l'air. Ses émissions atmosphériques de contaminants, qui ont des effets locaux, sont très inférieures aux normes actuelles. La véritable problématique entourant ce projet touche les GES.

Conclusion du BAPE

Le BAPE conclut que, malgré l'apport inévitable de contaminants dans l'air ambiant, la centrale du Suroît n'aurait pas d'effet significatif sur la qualité de l'air et qu'elle ne contribuerait pas à accroître les épisodes de smog à Montréal de façon notable.

**Comparaison avec
les « 600 000
voitures »**

Certains médias ont comparé les émissions de la centrale du Suroît à celles de 600 000 voitures. À partir des données du ministère de l'Environnement pour l'année 2000, le tableau B-9 compare les émissions du Suroît à celles de 600 000 véhicules légers à essence.

Tableau B-9 : Comparaison des émissions du projet du Suroît avec les émissions de véhicules légers à essence*

	Centrale du Suroît Émissions en tonnes/an	Émissions de 600 000 véhicules en tonnes/an
Gaz à effet de serre (GES) :		
CO ₂ équivalent	2 250 000	2 800 000
Contaminants atmosphériques		
Monoxyde de carbone (CO)	885	188 000
Oxydes d'azote (NO _x)	290	10 000
Particules	110	200
Dioxyde de soufre (SO ₂)	60	400
Composés organiques volatils (COV)	40	12 000

*Données du ministère de l'Environnement, année 2000, basées sur 2,75 M véhicules légers à raison de 18 550 km/an/véhicule.

Source : Régie de l'énergie

Il faut se garder de telles comparaisons. Les GES correspondent essentiellement au gaz carbonique (CO₂), un gaz non toxique. Leur impact est planétaire et une usine installée à Beauharnois ou à Boston aura le même effet pour les Québécois.

Par contre, parmi les contaminants atmosphériques, le monoxyde de carbone (CO) est un gaz toxique et un asphyxiant chimique nocif pour les personnes souffrant de problèmes respiratoires. Les NO_x et les COV sont des gaz qui

contribuent à la formation d'ozone au sol et qui sont des précurseurs du smog urbain.

Nouvelle technologie

Les analyses du BAPE ont été réalisées en considérant la technologie 7FB de General Electric. Le projet proposé utiliserait une nouvelle technologie 7H, qui augmente l'efficacité de 58 % à 60 %. La puissance disponible est aussi légèrement supérieure, soit 836 MW au lieu de 807 MW (et 925 MW en hiver). Le tableau B-10 montre que les émissions atmosphériques sont semblables et, dans certains cas, supérieures sur une base annuelle à cause de l'augmentation de puissance.

Tableau B-10 : Émissions du projet Suroît selon les technologies*

	Version présentée au BAPE (7FB de GE) t/an	Nouvelle version (7H de GE) t/an
Monoxyde de carbone (CO)	570	885
Oxydes d'azote (NO _x)	240	290
Particules	240	110**
Dioxyde de soufre (SO ₂)	50	60
Ammoniac (NH ₃)	150	135
Composés organiques volatils (COV)	65	40

* Disponibilité de 92 %

** Fraction filtrable

Source : Régie de l'énergie

Comparaison avec la centrale de Tracy

À titre de comparaison, la centrale de Tracy du Producteur émet 18 000 tonnes par an de SO₂ et 4 200 tonnes par an de NO_x selon la réglementation en vigueur, et ce, pour une production d'énergie de 2,6 TWh/an et une puissance en pointe de 600 MW.

Paradoxe du Suroît et des GES

La majorité des participants ont exprimé de grandes préoccupations concernant les changements climatiques et il est indéniable que le projet du Suroît contribue à la production de GES. Paradoxalement, il s'inscrit positivement dans le Plan canadien pour l'atteinte des objectifs de Kyoto. Il est probable que ce projet procure des crédits à son promoteur car son taux d'émission de 346 t de GES /GWh est nettement plus faible que le taux moyen de 657 t/GWh des centrales thermiques canadiennes.

Changements climatiques : une préoccupation majeure des scientifiques et de la population

À part le gaz carbonique, les principaux gaz à effet de serre (GES) sont le méthane, les gaz halocarbonés et l'oxyde nitreux. Comme ces différents gaz ont des contributions différentes sur le phénomène, on mesure les GES en « CO₂ équivalent ». Par exemple, la contribution unitaire du méthane (CH₄) est 22 fois supérieure à celle du gaz carbonique (CO₂).

La température moyenne du globe a augmenté de 0,6 °C durant le siècle dernier. La tendance s'accélère et les dernières prévisions pour le siècle à venir sont de plus en plus pessimistes. Le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), après l'analyse de 35 scénarios, anticipe une augmentation moyenne globale des températures de 1,4 à 5,8 °C. Dans son rapport précédent, le GIEC prévoyait une augmentation des températures de 1,0 à 3,5 °C. La communauté scientifique mondiale s'accorde pour dire que le problème est majeur et que la planète devra s'adapter aux changements climatiques même si des désaccords persistent sur leur ampleur et sur le rythme d'accélération du réchauffement.

Le début de l'ère industrielle au XIX^{ème} siècle sert de référence pour le niveau de concentration de CO₂ : les scientifiques ont choisi comme étalon de référence « 1 fois

CO₂ » (1xCO₂). En l'an 2000, nous étions à 1,3xCO₂ et les projections pour 2 050 sont à 2xCO₂. Plusieurs scénarios du Consortium Ouranos montrent un dépassement du niveau 4xCO₂ en 2100. Les bouleversements climatiques seront alors d'une ampleur difficilement imaginable. Il faudra non seulement intensifier les mesures de réduction mais aussi s'adapter aux nouvelles réalités, car un niveau de 4xCO₂ risque d'être difficile à supporter pour l'humanité. Il faut préciser que l'atteinte des objectifs du Protocole de Kyoto ne représenterait qu'un gain de 6 % alors qu'il faudrait une réduction de 40 % pour passer d'un scénario 4xCO₂ à celui de 2xCO₂, ce qui sera déjà passablement dommageable.

Les variations climatiques seront plus intenses vers les pôles : si au Québec les modèles d'Ouranos prévoient des augmentations de 2 à 3°C pour 2050, elles pourraient être supérieures dans le nord. Les conséquences comme la réduction de la couverture de la banquise et la fonte du pergélisol, pour ne nommer que celles-ci, vont s'accroître.

2,25 Mt de CO₂

Le Suroît est un projet qui émettra 2,25 Mt (mégatonne) par an de GES pour 6,5 TWh, c'est-à-dire que son taux d'émission est de 346 t par GWh. Le BAPE, dans son [rapport](#), concluait que ce projet, malgré les impacts réduits qu'il aurait sur l'environnement, sur la qualité de la vie et sur la sécurité de la population en périphérie, augmenterait de façon substantielle les émissions de GES du Québec.

Mesure compensatoire

Si ce projet était réalisé, une mesure compensatoire pourrait être une restriction à l'utilisation de la centrale de Tracy, beaucoup plus polluante. Limitée à une utilisation en pointe de 300 heures par année, la centrale de Tracy ne produirait que 200 GWh pour des émissions annuelles de 0,15 Mt de GES. Selon la réglementation actuelle, elle peut produire 2 600 GWh, tout en émettant 1,9 Mt de GES.

Si le projet du Suroît n'est pas réalisé, Hydro-Québec devra compter sur des importations pour les années 2008 à 2010 qui généreront annuellement des émissions de plus de 427 t de

GES par GWh importé. Ces GES additionnels auront un impact sur les changements climatiques.

Protocole de Kyoto et Plan Canadien

La Convention cadre des Nations Unies sur les changements climatiques de 1992 a été signée par la grande majorité des pays dans le monde. Le Protocole de Kyoto de 1997 doit opérationnaliser cette Convention. Il vise à réduire les émissions de GES de 5,2 % pour la période 2008-2012 par rapport à 1990. Les objectifs ont été négociés et distribués entre les pays industrialisés.

En ratifiant le Protocole de Kyoto en décembre 2002, le Canada s'est engagé à réduire ses émissions de GES de 6 % par rapport à 1990 pour la période 2008-2012.

Au Canada, le plan de réduction des émissions de GES n'est pas encore final et les négociations se poursuivent. Certaines grandes lignes ont cependant été fixées. En particulier, ce plan privilégie une approche par secteur de l'activité économique et non pas par province. Le taux d'émissions par habitant du Québec est le plus faible au Canada avec 11,6 t de CO₂ équivalent (en 2001), alors que la moyenne canadienne est à 23,2 t. Aux États-Unis, ce taux est à 25 t, alors qu'en Europe de l'Ouest il se situe entre 8 et 9 t par habitant.

Le Plan d'action québécois 2000-2002 sur les changements climatiques a permis des réductions sensibles dans le secteur industriel. Le Québec est la seule province qui affichait une réduction du niveau d'émission en 2001 par rapport à 1990 avec -0,7 %. Au Canada, pour la même période, les émissions de GES se sont accrues de 18,6 %.

Le Plan du Canada sur les changements climatiques ne prend pas en compte les réductions déjà réalisées par les grands émetteurs. Il fixe des objectifs de réductions par rapport à une cible projetée en 2010 selon un scénario « business as usual ». Cette approche vise à ne pas faire

porter à certains secteurs de l'économie canadienne des fardeaux trop disproportionnés, mais elle a l'inconvénient d'encourager une attitude passive. Le Québec s'en trouve lésé car son secteur industriel a pris des actions hâtives depuis 1990, qui risquent de ne pas être reconnues.

Le Canada devra réduire ses émissions de 30 % par rapport aux prévisions de 2010 pour atteindre l'objectif de - 6 % fixé à Kyoto, ce qui représente 240 Mt par an. Pour les grands émetteurs, incluant le secteur de la production d'électricité, l'objectif est de 55 Mt.

Plan du Canada

Le Plan du Canada prévoit que les grands émetteurs pourront signer des ententes avec le gouvernement fédéral. Pour émettre une quantité de GES, il faudra détenir des permis suffisants. Des permis gratuits seront distribués pour 85 % des émissions prévues en 2010 selon le scénario « business as usual ». Ces allocations seront calculées sur la base d'un facteur d'émission moyen (en tonne par GWh d'électricité par exemple). Un marché de droits d'émissions sera mis en place au pays et les grands émetteurs pourront se procurer les crédits qui leur manqueraient dans ce marché ou à l'étranger dans le cadre des mécanismes prévus au Protocole de Kyoto. Le Plan du Canada prévoit aussi garantir le coût de la tonne de CO₂ à 15 \$ la tonne jusqu'en 2012.

Plusieurs hypothèses existent sur le calcul du nombre de crédits gratuits dont bénéficierait le Producteur à la suite de la construction du Suroît. Les experts entendus par la Régie s'accordent pour dire que selon les hypothèses les plus probables, le Producteur obtiendrait plus de crédits que nécessaire pour faire fonctionner la centrale.

Crédits pour le Suroît

Selon l'hypothèse que le gouvernement fédéral allouerait des crédits sur la base du facteur d'émission moyen des centrales thermiques canadiennes qui est 647 t/GWh, le Suroît recevrait

des crédits excédentaires pour environ 1,38 Mt, ce qui représente 13,8 M \$ à 10 \$ la tonne de CO₂ équivalent.

Le gouvernement fédéral pourrait aussi utiliser le facteur d'émission moyen des nouvelles centrales qui seraient construites dans les prochaines années, soit 435 t/GWh. Le Suroît obtiendrait alors des crédits excédentaires de 0,23 Mt par an, soit une valeur de 2,3 M \$ à 10 \$ la tonne de CO₂ équivalent.

Enfin, une autre hypothèse possible est que le gouvernement fédéral tienne compte des nouvelles centrales hydroélectriques et des éoliennes à venir, ainsi que du parc existant des centrales thermiques. Le facteur d'émission moyen pour la production d'électricité serait alors d'environ 535 t/GWh et le Suroît recevrait des crédits excédentaires de 0,71 Mt, soit une valeur de 7,1 M \$ à 10 \$ la tonne.

Cette position avantageuse du projet provient du fait que le Suroît est une centrale des plus modernes, dont le taux d'émission est un des meilleurs parmi les cycles combinés en Amérique du Nord, surtout avec la nouvelle technologie 7H. Il faut examiner ce projet dans le contexte canadien car les règles sont fixées au niveau national.

Il est possible qu'à l'avenir la problématique des changements climatiques exerce une pression à la hausse sur les coûts de la filière thermique. Ne pas en tenir compte serait commettre une erreur, mais tenter de quantifier le coût et la disponibilité des crédits d'émission est aussi prématuré que difficile.

Les préoccupations de la majorité de la population et du BAPE à l'effet que le projet du Suroît contribue au réchauffement climatique sont légitimes. Ce projet est une exception pour le Producteur.

Il est important de comprendre que l'atteinte des objectifs du Protocole de Kyoto ne peut être invoquée pour justifier le refus du projet dans le cadre établi par le gouvernement canadien.

La Régie donne son avis en prenant en compte la sécurité des approvisionnements des Québécois en électricité et

l'intérêt public exige des décisions qui s'appuient sur la prudence.

RECOMMANDATION N° 15

La Régie considère que le projet du Suroît n'est pas indispensable à la sécurité des approvisionnements en électricité; il est cependant souhaitable dans la situation actuelle de précarité et surtout de dépendance envers les importations. Il fournit une marge de manœuvre qui est dans l'intérêt du public, alors que ses impacts environnementaux peuvent être grandement atténués.

ENJEUX RÉGLEMENTAIRES

Malgré le rôle dévolu à la Régie qui consiste à mettre en œuvre la loi, la critique publique du cadre réglementaire est si vive qu'il est impossible de passer la question sous silence.

De nombreux participants ont mis en doute la pertinence du cadre réglementaire actuel. En fait, le constat de déficience est presque unanime. Seuls les remèdes proposés diffèrent mais la Régie ne souscrit entièrement à aucun d'eux.

Dans cet exercice de réflexion, la Régie ne cherche pas la mise en place d'une réglementation du Producteur comprenant l'examen du coût des projets hydroélectriques et de leurs impacts sociaux et environnementaux. **Elle s'intéresse plutôt aux conditions favorisant l'émergence d'un marché efficient et transparent d'approvisionnement à long terme.**

Crise de confiance

Le recours par le Producteur à une centrale thermique afin de rebâtir une marge de manœuvre, alors qu'il possède le monopole de la production hydroélectrique et qu'il laisse entendre que sa bonne performance financière provient de ses activités commerciales hors Québec a choqué la population qui comprend mal ses motivations.

La position du Producteur dans le nouveau contexte réglementaire et de marché à l'échelle nord-américaine reste incomprise par la population.

L'évolution de la société d'État vers la poursuite de buts commerciaux a entraîné une recherche d'efficacité et de rentabilité perçue comme une double compensation pour des actifs et des risques déjà assumés par les consommateurs québécois. Même si la réalité est parfois différente des perceptions, **Hydro-Québec vit, aux yeux de la population, une crise de confiance.**

Limites du marché

Le cadre législatif actuel de l'approvisionnement postpatrimonial en électricité des Québécois repose sur l'hypothèse d'existence d'un marché de libre concurrence.

Or, sa mise en œuvre mène présentement et inexorablement à la filière thermique ou à la filière de la grande hydraulique, dont le Producteur a le monopole.

La Régie constate que le marché voulu par le législateur ne s'est pas matérialisé, ni qu'il se matérialisera dans les conditions actuelles.

Le marché n'est pas neutre à l'égard du choix des filières.

À titre d'exemple, la détermination du prix du service d'équilibrage offert par le Producteur aux promoteurs éoliens ne peut, dans les conditions actuelles, être considéré comme un prix de marché à l'avantage des consommateurs.

L'exigence par le Distributeur, dans ses appels d'offres pour de l'énergie éolienne, d'une garantie en puissance place le Producteur dans une situation de pourvoyeur unique du service d'équilibrage nécessaire à l'établissement de cette filière renouvelable. **Le producteur éolien doit alors compter sur un fournisseur concurrent, le Producteur, pour lui fournir ce service d'équilibrage, un service essentiel à sa soumission. La détermination d'un juste prix pour ce service par un fournisseur unique ne peut résulter des seules règles de marché.**

Enjeux

Les débats entourant ces choix ont culminé avec le projet de centrale du Suroît qui illustre un certain nombre des préoccupations de la population. En tout premier lieu, les Québécois valorisent le choix des énergies propres, dont l'hydroélectricité et, plus récemment, l'éolien. En second lieu,

la population exprime un désir profond de participer activement au choix des filières énergétiques et des projets proposés pour répondre à leurs besoins. Enfin, il n'existe aucun forum permanent leur permettant d'en influencer le choix.

Ce débat requiert un forum neutre, indépendant et à l'écoute de la population. Il servira à élaborer les politiques favorables à l'implantation du marché recherché par le cadre législatif actuel pour l'élimination des barrières à l'entrée ainsi que pour la détermination de la structure optimale du marché et de sa transition.

Dans cette lignée, le présent débat, organisé à la demande du gouvernement, fut largement applaudi par les participants qui y ont vu une opportunité de rencontrer, questionner et discuter avec les hauts dirigeants d'Hydro-Québec.

Choix des filières

Le marché québécois de la production électrique n'offre pas à l'ensemble des filières, à tout le moins pas encore, l'accès concurrentiel et non discriminatoire voulu par la [Loi sur la Régie de l'énergie](#). Dans ce contexte, la croissance future des besoins en approvisionnement des Québécois sera vraisemblablement comblée, en partie, par de l'électricité de source thermique, qu'elle provienne du Québec ou d'ailleurs.

Vision à long terme

Il en sera ainsi, non seulement à court terme, mais à chaque fois que le Producteur n'aura pas un projet hydroélectrique suffisant en énergie et en puissance, mais aussi suffisamment rentable pour concurrencer les projets issus de la filière thermique. Bref, les Québécois doivent, dans le futur, s'attendre à accueillir d'autres centrales semblables à celle du Suroît, et le Québec doit s'attendre à de nombreuses autres expressions de l'insatisfaction populaire.

Ce désir de participation de la part de la population appelle un débat structuré quant au choix des filières de production.

RECOMMANDATION N°16

La Régie recommande qu'un débat sur le processus de choix des filières ait lieu à l'occasion de la commission parlementaire prévue pour l'automne 2004.

RECOMMANDATION N° 1

La Régie recommande de retenir le scénario mi-fort de croissance des ventes pour étudier la sécurité des approvisionnements des Québécois.

RECOMMANDATION N° 2

Le gouvernement doit fixer des objectifs globaux d'efficacité énergétique pour le Québec.

RECOMMANDATION N° 3

Le mode de fonctionnement de l'AEÉ doit permettre sa participation active aux dossiers d'efficacité énergétique de la Régie.

RECOMMANDATION N° 4

L'objectif minimal d'économie d'énergie du Distributeur doit être fixé à 2,1 TWh à l'horizon 2010.

RECOMMANDATION N° 5

Le gouvernement doit initier et mettre en œuvre un plan national en efficacité énergétique intégrant notamment :

- a) une amélioration du rendement énergétique de ses bâtiments et véhicules;**
- b) une mise à jour des normes d'équipements et de règlements en matière de construction;**
- c) une campagne de sensibilisation et d'éducation.**

RECOMMANDATION N^o 6

La Régie recommande 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 marché, avant d'engager des blocs importants d'énergie auprès de la clientèle Grandes entreprises.

RECOMMANDATION N^o 7

Au cours de la prochaine année, Hydro-Québec déposera auprès de la Régie une étude sur l'impact de la hausse de la marge de manœuvre de 5 TWh à 18 TWh par le Producteur en tenant compte des dernières données climatiques et conditions du marché.

RECOMMANDATION N^o 8

La Régie recommande que les critères de fiabilité retenus et l'état des réserves pour assurer la sécurité des approvisionnements en électricité des Québécois soient soumis à un examen public sur une base régulière. Cet examen peut se faire à l'occasion de l'approbation des plans d'approvisionnement du Distributeur.

RECOMMANDATION N^o 9

Il est recommandé de réaliser une étude qui évaluera la contribution de la production éolienne au parc de production hydraulique en simulant la présence d'une quantité additionnelle de 2 000 MW à 3 000 MW de production éolienne. L'étude évaluera également la contribution en puissance que pourront procurer plusieurs parcs répartis sur le territoire québécois.

RECOMMANDATION N° 10

Comme le Producteur se trouve en situation de monopole pour le service d'équilibrage, et qu'il est un concurrent potentiel lors des appels d'offres du Distributeur, il est requis que le prix de ce service soit soumis à la Régie dans un souci de protection des consommateurs.

RECOMMANDATION N° 11

Étant donné les besoins anticipés par le Distributeur, il est opportun d'examiner les possibilités de devancer l'échéancier de réalisation prévu au Règlement sur l'énergie éolienne et sur l'énergie produite avec de la biomasse.

RECOMMANDATION N° 12

La Régie recommande que la mise en œuvre de l'objectif de 2 000 à 3 000 MW se concrétise par la formation, dès l'été 2004, d'un groupe de travail intégrant des experts d'Hydro-Québec en réseau de transport et en gestion de production d'énergie, ainsi que des experts reconnus en énergie éolienne, dont Hélimax.

Ce groupe de travail aura pour mission de définir un plan de développement incluant notamment :

- une étude traitant de l'intégration de parcs de production éoliens au réseau de transport;
- une étude définissant la contribution de la production éolienne en puissance et en énergie;
- une détermination des sites les plus prometteurs en poursuivant les mesures de vents (« micro siting »);
- un suivi des développements technologiques;

- l'examen et la détermination du rôle que doit jouer Hydro-Québec.

Ce plan de développement de l'objectif de 2 000 MW à 3 000 MW supplémentaires devrait être présenté à une commission parlementaire de l'automne 2004.

RECOMMANDATION N^o 13

La Régie recommande que l'appel d'offres sur la cogénération soit lancé le plus tôt possible.

RECOMMANDATION N^o 14

La Régie recommande au gouvernement l'autorisation immédiate du projet de centrale de cogénération à Bécancour par TransCanada Energy afin d'assurer l'approvisionnement en électricité des Québécois.

RECOMMANDATION N^o 15

La Régie considère que le projet du Suroît n'est pas indispensable à la sécurité des approvisionnements en électricité; il est cependant souhaitable dans la situation actuelle de précarité et surtout de dépendance envers les importations. Il fournit une marge de manœuvre qui est dans l'intérêt du public, alors que ses impacts environnementaux peuvent être grandement atténués.

RECOMMANDATION N^o 16

La Régie recommande qu'un débat sur le processus de choix des filières ait lieu à l'occasion de la commission parlementaire prévue pour l'automne 2004.

CONCLUSION

Le débat actuel a fait prendre conscience que, même au Québec, l'électricité n'est pas un bien infini, toujours disponible, sans qu'il soit même besoin de se soucier d'avoir recours à un minimum de mesures d'efficacité énergétique. C'est dans ce contexte que le ministre des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs a demandé à la Régie de se pencher sur la sécurité énergétique des Québécois à l'égard des approvisionnements électriques, et de la possibilité que le projet du Suroît puisse y contribuer.

Après avoir demandé à Hydro-Québec sa prévision de la demande en électricité, la Régie a tenu en mai dernier une consultation publique et a reçu 51 mémoires de participants à cette audience. Elle est maintenant en mesure de faire part de son Avis.

Beaucoup de facteurs incitent à penser que la demande d'électricité au Québec sera soutenue au cours des prochaines années, à un point tel que les ventes québécoises vont dépasser pour la première fois en 2004 le volume d'électricité patrimoniale de 165 TWh. Dans ce contexte, la Régie retient le scénario mi-fort de croissance des ventes.

Étant consciente que le contexte actuel est propice à l'accroissement des efforts en matière d'efficacité énergétique, la Régie estime que l'objectif initial d'économie du Distributeur de 1,46 TWh pour 2010 bénéficie de l'apport de mesures additionnelles de 0,7 TWh. En tout, le Distributeur devra faire l'économie d'un minimum de 2,1 TWh.

Selon toute vraisemblance, le Distributeur devra faire appel à court terme à des sources d'approvisionnement à l'extérieur du Québec pour combler les besoins de la population en électricité au cours des prochaines années : les quantités sollicitées devraient dépasser le seuil prévu de 5 TWh.

Il ressort que la marge de manœuvre du Producteur est bien mince pour qu'il puisse faire face à ses engagements. Avec l'ensemble des projets hydroélectriques prévus, les ressources disponibles au Québec fluctuent de 1,6 TWh à

3,3 TWh entre 2005 et 2011. Il lui faut donc mener à bien l'ensemble des projets, au risque additionnel qu'une hydraulité moyenne ne soit pas au rendez-vous. En effet, la moyenne des apports hydrauliques depuis 1984 présente une tendance continue à la baisse. De plus, le Producteur devra, sauf situation de pluie abondante, procéder à des importations nettes et des achats préventifs pour reconstituer ses réserves énergétiques, c'est-à-dire le niveau d'eau de ses réservoirs.

Bien que la filière hydroélectrique demeure l'axe privilégié de développement d'Hydro-Québec, d'autres filières émergent comme solutions d'avenir. C'est le cas singulièrement de l'énergie éolienne. Cette filière est maintenant considérée comme étant fiable et l'industrie est en mesure de s'adapter aux conditions locales. À cet égard, le Québec dispose d'un potentiel éolien important et la Régie veut en favoriser le développement : l'objectif est de l'ordre de 2 000 à 3 000 MW supplémentaires à l'horizon 2012.

La possibilité d'importer les quantités nécessaires d'électricité entre 2005 et 2008 a été évoquée à plusieurs reprises pour éviter la construction du Suroît, en attendant la mise en service des projets hydroélectriques. Or, le potentiel d'importation comporte de nombreuses limites, au vu et au su des nombreuses contraintes qui se dressent actuellement au chapitre des interconnexions et des marchés limitrophes.

Étant donné qu'elle privilégie la cogénération parmi les filières thermiques en raison de ses avantages économiques, sociaux et environnementaux, la Régie souscrit au projet de construction de TransCanada Energy à Bécancour. Elle recommande son autorisation immédiate par le gouvernement, à défaut de quoi la sécurité énergétique des Québécois pourrait en souffrir dès 2007, car le Distributeur serait ainsi privé de 4,1 TWh, jugés essentiels à son Plan d'approvisionnement. Surtout, le processus d'appel d'offres y perdrait en crédibilité.

Le projet de la centrale thermique du Suroît avec ses 6,5 TWh d'énergie prévus annuellement occupe une place à part dans

la conjoncture actuelle, ne serait-ce que parce qu'il fait l'objet d'une vive opposition de la part du public.

La Régie est très sensible aux raisons qui ont motivé et motivent encore pareille levée de boucliers, dont la nécessité de respecter l'environnement en ayant recours à des sources d'énergie propres, comme la production éolienne, et en accroissant les mesures d'efficacité énergétique.

Cependant, dans le contexte d'une demande sans cesse plus grande d'électricité, rejeter *a priori* ce projet risque de mettre à rude épreuve la marge de manœuvre du Producteur.

Au terme de son analyse, la Régie considère que le projet du Suroît, que le Producteur présente comme une exception, n'est pas indispensable à la sécurité des approvisionnements en électricité. Néanmoins, il est souhaitable dans la situation actuelle de précarité et, surtout, de dépendance à l'endroit des importations. Il assure un coussin sécurisant dans l'intérêt même de la population du Québec, alors que ses impacts négatifs sur l'environnement peuvent être grandement atténués.

D'aucuns ont confondu la pollution atmosphérique provenant de contaminants, tels le monoxyde de carbone et les oxydes de carbone, et les gaz à effet de serre, imputant ainsi au Suroît la responsabilité de contribuer aux deux sources. Or, s'il y a une critique qui vaille, c'est celle qui porte sur les gaz à effet de serre, auxquels le projet contribuerait à raison de 2,25 Mt par année. L'impact de ces gaz n'est pas local, mais planétaire, si bien qu'une usine installée à Beauharnois ou à Boston a le même effet pour l'ensemble des Québécois.

Tout compte fait, la Régie est consciente que le projet comporte ses avantages et ses inconvénients qui doivent être pris en compte dans la conjoncture actuelle au Québec, marquée par une vive opposition environnementale.

Le Québec est confronté à un choix de société auquel la Régie, en soumettant ses recommandations au gouvernement, espère avoir contribué.

LISTE DES ACRONYMES

AEÉ :	Agence de l'efficacité énergétique
BAPE :	Bureau d'audiences publiques sur l'environnement
CII :	Commercial, industriel et institutionnel
CMNÉB :	Code modèle national de l'énergie pour les bâtiments
CMNÉH :	Code modèle national de l'énergie pour les habitations
CO :	Monoxyde de carbone
CO₂ :	Gaz carbonique
COV :	Composés organiques volatils
FU :	Facteur d'utilisation
GES :	Gaz à effet de serre
GIEC :	Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat
ISONE :	Independent System Operator New England
ISQ :	Institut de la statistique du Québec
MRNFP :	Ministère des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs du Québec
NO_x :	Oxydes d'azote
NYISO :	New York Independent System Operator
PGEÉ :	Plan global en efficacité énergétique
PIB :	Produit intérieur brut
PME :	Petites et moyennes entreprises
SCHL :	Société canadienne d'hypothèques et de logement
SO₂ :	Dioxyde de soufre
TCE :	TransCanada Energy Ltd.
WTI :	West Texas Intermediate

LISTE DES GRAPHIQUES

- Graphique A-1 : Prévision des ventes régulières au Québec – révision d'août 2003
- Graphique A-2 : Besoins en puissance à la pointe d'hiver – révision d'août 2003
- Graphique A-3 : Prévision des ventes régulières au Québec – Scénario mi-fort
- Graphique A-4 : Besoins en puissance à la pointe d'hiver – Scénario mi-fort
- Graphique A-5 : Besoins en énergie et sources d'approvisionnement – Scénario moyen
- Graphique A-6 : Besoins en énergie et approvisionnements additionnels requis – Scénario mi-fort
-
- Graphique B-1 : Écarts des apports énergétiques annuels de 1943 à 2003 (TWh)
- Graphique B-2 : Valeurs énergétiques des apports hydriques – Moyennes historiques cumulatives 1943 à 2003
- Graphique B-3 : Valeurs énergétiques des apports hydrauliques – Moyennes mobiles 10 ans 1943 à 2003
- Graphique B-4 : Cycles de cogénération

LISTE DES TABLEAUX

Tableau A-1 :	Consommation des projets d'alumineries (révision d'août 2003)
Tableau A-2 :	Prévision des ventes par secteur de consommation - Scénario moyen (révision d'août 2003)
Tableau A-3 :	Prévision des besoins en puissance - Scénario moyen (révision d'août 2003)
Tableau A-4 :	Économies d'énergie prises en compte dans la prévision des ventes (révision d'août 2003)
Tableau A-5 :	Économies d'énergie prises en compte dans la prévision de puissance à la pointe d'hiver (révision d'août 2003)
Tableau A-6 :	Ventes d'Hydro-Québec en 2011 : comparaison des prévisions du Distributeur avec celles du MRNFP
Tableau A-7 :	Principales variables démographiques, économiques et énergétiques - Scénario moyen (révision août 2003)
Tableau A-8 :	Principales variables démographiques, économiques et énergétiques - Scénario faible (révision août 2003)
Tableau A-9 :	Principales variables démographiques, économiques et énergétiques - Scénario fort (révision août 2003)
Tableau A-10 :	Scénarios d'économie d'énergie sur l'horizon 2003-2010
Tableau A-11 :	Besoins en énergie (TWh)
Tableau A-12 :	Comparaison des besoins en énergie (TWh)
Tableau A-13 :	Bilan des approvisionnements additionnels requis (TWh)
Tableau A-14 :	Bilan énergétique au Québec (TWh)

Tableau B-1 :	Bilan en énergie du Producteur (TWh)
Tableau B-2 :	Bilan en puissance du Producteur (MW)
Tableau B-3 :	Stratégies de reconstitution des réserves énergétiques du Producteur
Tableau B-4 :	Les projets hydroélectriques en construction et en développement (MW)
Tableau B-5 :	Capacité des interconnexions en importation
Tableau B-6 :	Interconnexions : potentiel d'importation
Tableau B-7 :	Émissions comparatives entre le Suroît et les importations
Tableau B-8 :	Taux d'intensité d'émission selon les sources de chauffage
Tableau B-9 :	Comparaison des émissions du projet du Suroît avec les émissions de véhicules légers à essence
Tableau B-10 :	Émissions du projet Suroît selon les technologies

LISTE DES PARTICIPANTS

ABGG TECHNOLOGIES

*ACTION DÉMOCRATIQUE DU QUÉBEC

*ASSOCIATION CANADIENNE DE L'ÉNERGIE ÉOLIENNE -THE CANADIAN WIND ENERGY ASSOCIATION

*ASSOCIATION COOPÉRATIVE D'ÉCONOMIE FAMILIALE DE QUÉBEC
ASSOCIATION DES ARÉNAS DU QUÉBEC INC

*ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DE LA PRODUCTION DE L'ÉNERGIE RENOUELABLE

*ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DE LUTTE CONTRE LA POLLUTION ATMOSPHÉRIQUE – STRATÉGIES ÉNERGÉTIQUES – GROUPE STOP

*ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DES CONSOMMATEURS INDUSTRIELS D'ÉLECTRICITÉ ET LE CONSEIL DE L'INDUSTRIE FORESTIÈRE DU QUÉBEC

*ASTROLAB DU MONT-MÉGANTIC

*CENTRE HÉLIOS

*CITOYENNES ET CITOYENS VERS KYOTO

CLD BEAUHARNOIS-SALABERRY

*COALITION POUR LA SÉCURITÉ ÉNERGÉTIQUE DU QUÉBEC

*CONFÉDÉRATION DES SYNDICATS NATIONAUX

*CORPORATION DE GESTION INTÉGRÉE DE LA RESSOURCE ÉOLIENNE

*DR. BENHADDADI ET M. GUY OLIVIER (École Polytechnique)

ENJEU BOIS-DE-BOULOGNE

EOCYCLE TECHNOLOGIES INC.

*FÉDÉRATION CANADIENNE DE L'ENTREPRISE INDÉPENDANTE

FRANBEC CDA LTÉE

GRANULES COMBUSTIBLES ENERGEX INC.

GROUPE AXOR INC.*

*GROUPE DE RECHERCHE APPLIQUÉE EN MACROÉCOLOGIE

*HELIOTECH INC.

HÉRITAGE SAINT-BERNARD

*HYDRO-QUÉBEC

M. FRANÇOIS BEAULÉ

*M. FRÉDÉRIC CHAGNON

M. GABRIEL DESSUREAULT

M. JACQUES DAGENAI

*M. JEAN LAURIER LAMARCHE

M. JEAN-FRANÇOIS LÉVÊQUE

*M. LOUIS CHAREST

M. LUCIEN BEAUREGARD

M. PATRICK LANGLOIS

*M. QUANG-TU LE

M. RÉDA CHAOUQI

M. STÉPHANE RENAUD

*M. YVON PAGEAU

MME BRIGITTE A. LEBLANC

MOTEURS NOVALIA 2000 ET VIV ENGINES

*OPTION CONSOMMATEURS

PARTI VERT DU QUÉBEC*

REGROUPEMENT DES CITOYENS POUR L'ENVIRONNEMENT DE
BEAUHARNOIS

*REGROUPEMENT DES ORGANISMES ENVIRONNEMENTAUX EN ÉNERGIE

*REGROUPEMENT NATIONAL DES CONSEILS RÉGIONAUX DE
L'ENVIRONNEMENT DU QUÉBEC

*REGROUPEMENT POUR LA RESPONSABILITÉ SOCIALE DES
ENTREPRISES

SÉCURAD INC.

*SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO

TECHNIK-EAUCAN INC.

*UNION DES CONSOMMATEURS

*VILLE DE BEAUHARNOIS

* participants entendus en audience