

EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE ET ÉNERGIES RENOUVELABLES ***LES ALTERNATIVES AUX CENTRALES THERMIQUES***



MÉMOIRE DÉPOSÉ À LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE

**DANS LE CADRE DES AUDIENCES RELATIVES À LA SÉCURITÉ
ÉNERGÉTIQUE DES QUÉBÉCOIS ET À LA CONTRIBUTION DU
PROJET DU SUROÏT, CAUSE R-3526-2004**

Jean-François Lefebvre, Cristina Maria Romanelli
et Isabelle Mime



**GROUPE DE RECHERCHE APPLIQUÉE EN MACROÉCOLOGIE
GRAMÉ**

Pièce GRAME-2 document 2

LE GROUPE DE RECHERCHE APPLIQUÉE EN MACROÉCOLOGIE (GRAME)

Le GRAME est un organisme à but non lucratif composé de chercheurs et d'experts conseils qui travaillent de façon indépendante au développement d'outils d'analyse et de gestion qui visent le développement durable dans une perspective tenant compte non seulement des enjeux environnementaux traditionnels mais également des enjeux globaux. La pluridisciplinarité de l'équipe de travail permet une analyse approfondie et diversifiée des problèmes et composantes de l'environnement.

Fondé en 1989, le GRAME a, depuis ce temps, réalisé plusieurs études et publié de nombreux mémoires sur des sujets aussi variés que la cogénération, l'étalement urbain, les changements climatiques, l'utilisation d'instruments économiques comme outils de gestion de l'environnement, la planification intégrée des ressources, l'application du Protocole de Kyoto et la gestion des permis d'émission de gaz à effet de serre et le développement de programmes d'efficacité énergétique. Soulignons la participation de l'organisme aux débats publics sur l'énergie, la publication, en 1995, du livre *L'autre écologie* – lequel porte principalement sur la réduction des émissions de GES dans le secteur de l'aménagement urbain et des transports – ainsi que la réalisation de divers travaux de recherche. Ceux-ci ont porté, notamment, sur les incitatifs économiques pour accroître l'efficacité énergétique des véhicules, les externalités environnementales des filières énergétiques et la simulation d'un réseau de parcs éoliens au Québec.

Tout au long de ses 15 années d'activité, le GRAME a participé aux processus de mise en œuvre de la convention cadre des Nations Unies sur les changements climatiques, puis sur la mise en œuvre du Protocole de Kyoto. Le GRAME a aussi réalisé plusieurs activités de vulgarisation scientifique, dont le Forum 2003 sur la mise en œuvre de Kyoto ainsi que la campagne communautaire ClimAction.

Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME)



Bureau centre-ville
315, Bl. René-Lévesque Est, bureau 003
Montréal, (Québec)
H2X 3P3

Téléphone : (514) 874-0008
Télécopieur : (514) 874-0004

Courriel : grame@videotron.ca

www.grame.qc.ca

Bureau de Lachine
800, rue Sherbrooke, bureau 213
Montréal, arrondissement Lachine (Québec)
H8S 1H2

Téléphone : (514) 634-7205
Télécopieur : (514) 634-7204

info@grame.qc.ca

TABLE DES MATIÈRES

<i>INTRODUCTION</i>	5
1. L'APPORT DES MESURES D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE (SUJET #2)	8
1.1) LES COÛTS ÉVITÉS SONT SOUS-ÉVALUÉS PAR LE DISTRIBUTEUR	9
1.2) DES INVESTISSEMENTS IMPORTANTS SONT SOCIALEMENT ACCEPTABLES	12
1.3) DES POTENTIELS DE GESTION DE LA DEMANDE SOUS-ÉVALUÉS	14
1.4) LES STRUCTURES TARIFAIRES DOIVENT ÊTRE MODULÉES AFIN DE FAVORISER L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE ET LA GESTION DE LA DEMANDE	16
1.5) LE DISTRIBUTEUR DEVRAIT OFFRIR LES NOUVEAUX COMPTEURS INTELLIGENTS ET, DE FAÇON OPTIONELLE, LE SYSTÈME DE PAIEMENT À L'UTILISATION	17
1.6) LE GOUVERNEMENT DU QUÉBEC DOIT ADOPTER LES NOUVELLES NORMES SUR L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE DES BÂTIMENTS	20
2. LA PRÉVISION DE LA DEMANDE (SUJET #1)	25
3. LE BILAN ÉNERGÉTIQUE DU QUÉBEC ET L'AUGMENTATION DE LA CAPACITÉ DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ NÉCESSAIRE POUR RÉPONDRE À LA DEMANDE D'ICI 2010 (SUJET #3)	27
3.1) LE BILAN OFFRE-DEMANDE	27
3.2) DES POLITIQUES COHÉRENTES POUR LA MAXIMISATION DU POTENTIEL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE	27
3.3) LA GESTION DU NIVEAU DES RÉSERVOIRS ET LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES	29
3.4) SECTEUR DES INDUSTRIES ÉNERGIVORES	31
4. LES OPTIONS POSSIBLES POUR RÉPONDRE À L'ACCROISSEMENT DE LA DEMANDE QUÉBÉCOISE D'ÉLECTRICITÉ D'ICI 2010 (SUJET #4)	32
4.1 LA RECHERCHE DU PLUS BAS COÛT « SOCIAL »	32
4.2 L'ACCEPTABILITÉ SOCIALE DU PROJET DU SUROÛT : DE L'OPPOSITION DE LA VILLE DE BEAUHARNOIS À CELLES DE LA POPULATION DU QUÉBEC	34
4.3) LES RISQUES FINANCIERS RELIÉS AUX CENTRALES THERMIQUES	36
4.4) LA FILIÈRE DE PRODUCTION HYDROÉLECTRIQUE	44
4.5) LES AUTRES FILIÈRES DE PRODUCTION, NOTAMMENT EN ÉNERGIE RENOUVELABLE, TEL QUE L'ÉOLIEN	44
4.6) LES IMPORTATIONS	47
4.7) LA GESTION DE LA DEMANDE	47
CONCLUSION : LES ALTERNATIVES AUX CENTRALES DU SUROÛT ET DE BÉCANCOUR	48

INTRODUCTION

Le présent mémoire constitue la participation du Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) aux audiences publiques décrétées par la Régie de l'Énergie le 10 février 2004 en vue de formuler son « avis sur la sécurité énergétique des québécois à l'égard des approvisionnements électriques et la contribution du projet du Suroît ».

La Régie invitait ainsi « les intéressés à quantifier les coûts et les effets économiques, sociaux et environnementaux (gaz à effet de serre, etc.) des mesures suggérées et de leurs propositions, dans le respect de l'environnement et du développement durable. »

Le développement durable est « *un développement qui répond aux besoins du présent sans compromettre la capacité des générations futures de répondre aux leurs* »¹. Les trois éléments fondamentaux du développement durable sont la durabilité écologique, le développement économique et l'équité sociale entre les populations et entre les générations.

Selon Dansereau et Drapeau (1995 et 1998)², le respect du développement durable en matière énergétique demande que l'on favorise :

1. la réduction de la consommation totale d'énergie
2. la réduction des gaz à effet de serre
3. l'efficacité énergétique
4. le remplacement des énergies non renouvelables par des énergies renouvelables
5. le respect des ententes internationales

¹ COMMISSION DES NATIONS UNIES SUR L'ENVIRONNEMENT ET LE DÉVELOPPEMENT (1988). Notre avenir à tous. Éditions du Fleuve, Montréal, p.454.

² DANSEREAU, P. et J.-P. DRAPEAU, 1995. *Déclaration de principes pour une politique énergétique qui respecte le concept du développement durable*. Mémoire pour le Débat national sur l'énergie, Union pour le développement durable, Québec, p.5.

DANSEREAU, P. ET J.-P. DRAPEAU, 1998. "La seule option: une politique énergétique axée sur le développement durable". In: GENDRON, C. ET J.-G. VAILLANCOURT (1998) *L'énergie au Québec : Quels sont nos choix?* Éditions Écosociété, Montréal, pp. 171-174.

6. le choix de filières ayant le moins d'impacts négatifs globaux sur la biosphère
7. l'évaluation publique des projets et des programmes
8. la planification en fonction d'un horizon de deux ou trois générations
9. l'équité

Le rapport de Mme Cristina Romanelli, de CMR Enviro Consultants, présenté à la pièce GRAME-2, document 3, démontre clairement pourquoi il faut « Prioriser le développement des énergies renouvelables pour assurer la sécurité énergétique du Québec. »

Il y a une dizaine d'année, le GRAME se démarquait en appuyant ouvertement le développement de la filière hydroélectrique durant les campagnes menées par nombre de groupes de pression contre plusieurs projets importants. Non seulement nous avons réclamé la réhabilitation d'une importante filière renouvelable, mais de plus nous avons déjà souligné que l'opposition systématique aux projets hydroélectrique risquait d'aboutir au développement de la filière thermique au Québec au cours de la décennie suivante...

Si l'Histoire nous a malheureusement donné raison, il n'est pas trop tard pour prendre le bon virage.

Le contexte a évolué. En plus du développement du potentiel d'efficacité énergétique, que le GRAME a toujours appuyé, certaines énergies renouvelables qui offraient un potentiel marginal il y a quelques années, principalement l'éolien et le solaire thermique, sont maintenant beaucoup plus concurrentielles.

La prise en compte croissante des impacts environnementaux et des coûts liés aux émissions de gaz à effet de serre (GES) s'avère aussi une nouvelle donnée significative dans l'analyse des choix énergétiques, en plus des considérations plus traditionnelles concernant l'acceptabilité sociale et environnementale des projets.

C'est dans ce contexte que la Régie tient la présente audience, laquelle répond à une demande du ministre des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs.

Il y a 30 ans, René Lévesque, Robert Bourassa et autres ont été visionnaires. Ils ont laissé un des héritages les plus riches de la révolution tranquille : une importante production d'énergie renouvelable et un capital dont profiteront nos enfants et leurs enfants. Le Québec est à la croisée des chemins. Et la Régie de l'Énergie a un rôle crucial à jouer, afin d'insuffler le dynamisme, la vision et la cohérence qui permettraient aux québécois d'amorcer leur deuxième révolution tranquille dans le domaine des choix énergétiques québécois.

Si, dans sa preuve, le GRAME prend position sur l'ensemble des thèmes abordés par la Régie, certains y seront davantage développés. Toute l'argumentation et l'analyse repose sur le constat suivant : **Le GRAME s'oppose aux projets de centrales du Suroît et de Bécancour, qu'il ne juge pas nécessaires de répondre aux besoins énergétiques des Québécois.**

Pour notre organisme, le développement de centrales thermiques au Québec actuellement proposé implique un choix structurel, lequel aura des incidences à long terme sur le bilan environnemental québécois. **Ce choix structurel vise pourtant à répondre à un besoin qui demeure strictement conjoncturel, et pour lequel il est possible d'adopter des alternatives qui s'avèrent compatibles avec les objectifs du développement durable.**

La GRAME s'oppose ainsi catégoriquement à la construction de centrales thermiques au gaz naturel destinées à la production d'électricité. Cela inclut le projet de centrale du Suroît (centrale d'Hydro-Québec prévue à Beauharnois) ainsi que le projet de centrale de Bécancour (de TransCanada Energy Ltd).

L'efficacité énergétique et le développement des énergies renouvelables, incluant l'hydroélectricité, le solaire thermique et l'éolien, doivent demeurer les fondements du développement énergétique québécois, dans une perspective de développement durable.

1. L'APPORT DES MESURES D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE (SUJET #2)

Pour le GRAME, l'objectif de maximiser la contribution des mesures d'économies d'énergie et de gestion de la demande est un élément fondamental de toute politique énergétique compatible avec les objectifs du développement durable. De plus, l'ampleur de ces dernières influencera directement la prévision de la demande, que nous avons décidé de traiter dans le chapitre deux.

Rappelons d'ailleurs que la Régie avait insisté sur l'importance « de promouvoir les produits les plus performants et toutes les mesures rentables ***afin de s'assurer de profiter de toutes les opportunités d'économie d'énergie.*** »³

Le GRAME considère que le potentiel d'économies d'énergie, tant technico-économique que réalisable, est plus élevé que laissent entrevoir les estimations d'Hydro-Québec Distribution (HQD).

Ces considérations s'appuient sur les recommandations et les constats suivants :

- Les coûts évités sont sous-évalués par le distributeur;
- Des investissements significativement plus importants sont socialement acceptables;
- Le potentiel de certaines mesures demeure sous-évalué;
- Les structures tarifaires doivent être modulés afin de favoriser l'efficacité énergétique et la gestion de la demande;
- Le Distributeur devrait pouvoir offrir, sur une base volontaire, les nouveaux compteurs intelligents et le système de pré-paiement;
- Le Gouvernement du Québec doit adopter le CMNEB et le CMNEH;
- Un vaste programme « corvée-rénovation-énergie » doit être entrepris.

Chacun de ces enjeux sera discuté dans le présent rapport.

³ RÉGIE DE L'ÉNERGIE, Décision D-2003-110, R-3473-2001, p.37, emphase ajoutée.

1.1) LES COÛTS ÉVITÉS SONT SOUS-ÉVALUÉS PAR LE DISTRIBUTEUR

Le GRAME considère que les coûts évités utilisés pour mesurer la rentabilité des mesures d'économies d'énergie demeurent largement sous-évalués, pour les raisons énumérées ci-après.

Le coût évité doit, dès maintenant, être celui résultant des appels d'offres

À court terme, le Distributeur utilise encore le coût de l'électricité patrimoniale (à 2,79 ¢/kWh) comme coût évité.

Le GRAME réitère que le Distributeur devrait utiliser les coûts des nouveaux approvisionnements pour l'estimation des coûts évités en les appliquant dès maintenant dans ses calculs. Cette recommandation a été clairement appuyée par M. Pierre Lasserre (expert pour le GRAME-UDD dans le dossier R-3470-2001), dans sa preuve d'expert déposée pour ladite cause :

« Lorsque l'on envisage des dépenses d'amélioration de l'efficacité énergétique, qui peuvent mener à une baisse de la demande ou à une croissance moins rapide de la demande, la question est parfois un peu plus obscure : si le coût (en omettant pour simplifier les externalités) de la production actuelle est de 2,79 cents (...) étant donné que les mesures d'efficacité énergétique viennent réduire la demande, alors le coût marginal (le coût évité comme on l'appelle) est de 2,79 cents. Ce raisonnement serait exact dans un contexte où :

1. On n'envisage aucune augmentation de la capacité
2. Il n'y a aucun usage alternatif à la capacité existante

Ces deux conditions sont violées dans le contexte actuel. »⁴

Le bilan financier d'Hydro-Québec prouve qu'il y a un coût d'opportunité à la vente d'un kWh aux consommateurs québécois. Les exportations de la société d'État sont largement rentables.

Les récents records de consommation ne laissent plus de doutes sur le fait qu'une hausse de la capacité devrait être demandée par le Distributeur. En réponse aux questions du GRAME dans la présente cause, le Distributeur a affirmé qu'il estime

⁴ Rapport d'expertise de M. LASSERRE, pièce GRAME-UDD-3, document 2, p. 6 sur 10, dossier R-3470-2001.

à 164,96 TWh l'énergie patrimoniale livrée en 2003 par le Producteur. **Un écart de 0,06 TWh ou 0,04 % avec l'atteinte du volume patrimonial !⁵**

Les coûts évités devraient être calculés en considérant dès cette année le coût résultant des appels d'offre. L'impact sur les résultats, divisés par classe tarifaire, est présenté dans le tableau 1, à la section suivante.

IL FAUT TENIR COMPTE DES ÉMISSIONS DE GES

Le coût évité proposé ne tient pas compte du coût environnemental découlant de l'approvisionnement par une source d'énergie utilisant un combustible fossile.

Dans une décision créant un précédent historique au Canada, la *British Columbia Utilities Commission (BCUC)*⁶ a attribué une valeur additionnelle, quantifiée en termes monétaires, à 3,60 \$ par MWh (ce qui correspond à environ 10 \$ / tonne de CO₂ équivalent) pour le nouvel approvisionnement en énergie à partir d'une centrale de gaz naturel à cycle combiné.

De plus, plusieurs autres facteurs justifieraient une hausse des coûts évités utilisés par HQD. En voici quelques-uns :

- La valeur des émissions de GES devrait largement dépasser le 10\$/tonne à moyens et long termes comme le démontre le Dr. Bramley (voir son témoignage d'expertise à la pièce GRAME-2, doc. 4, ainsi que la section 4-b de la présente pièce);
- La prise en compte des autres externalités environnementales;
- La hausse probable du prix du gaz naturel. Le prix de 6,1 ¢/kWh, considéré pour l'acquisition de production thermique, ne reflète aucunement le risque d'augmentation des prix du gaz naturel : risque inhérent aux centrales thermiques utilisant des combustibles fossiles, et qui est surtout supporté par le Distributeur;
- La présence d'autres bénéfices aux économies d'énergie (par exemple la réduction des mauvaises créances pour le Distributeur, l'amélioration du confort pour la clientèle et de la rentabilité pour les commerces et entreprises).

⁵ Cause R-3526-2004, HQ-3, document GRAME, p. 6 de 54.

⁶ Commission des services publics de la Colombie Britannique.

Les coûts évités devraient porter sur les résultats anticipés des prochains appels d'offres

Considérant l'ensemble de ces constatations, le GRAME a recommandé dans la cause R-3519-2003 (actuellement en délibéré) :

- que les calculs soient revus pour refléter, dès maintenant, les coûts résultants des récents appels d'offres comme référence pour calculer les coûts évités;
- que la Régie attribue une valeur minimale de 0,36 ¢/kWh à partir de cette année afin de tenir compte d'une valeur minimale pour l'obtention des droits d'émissions sur les GES;
- que l'on accepte de considérer des mesures ayant un coût 20 % plus important que le coût évité afin de tenir compte de l'ensemble des coûts environnementaux et économiques non pris en compte par le Distributeur.

Le tableau suivant présente les coûts évités du Distributeur en appliquant progressivement ces trois recommandations :

Tableau 1
Coûts évités en appliquant dès maintenant les prix résultants des appels d'offre avec et sans prise en compte des GES et avec majoration de 20 %.

Tarif	Annuité constante (10 ans) en ¢/kWh (calculés dès 2004 avec résultat des appels d'offres)	Avec 0,36 ¢/kWh pour les GES (Décision de la BCUC)	Coûts évités plus une majoration de 20 %
Tarif D	6,56	6,92	8,30
Tarif G	6,47	6,83	8,20
Tarif M	6,39	6,75	8,10
Tarif L (haute tension)	6,11	6,47	7,76

Sources : Tableau du GRAME avec les données de HQD-2, doc.8 p.4 réponses aux questions du GRAME (colonne 2) et de la Décision de la BCUC 2003 (Voir pièce GRAME-5, doc. 8); colonne 3 équivalente à la colonne 2 majorée de 20 %.

Logiquement, la présente cause aurait dû être débattue après la fin de l'audience sur les coûts évités de la cause R-3519-2003 et après la fin du processus d'appels d'offres sur l'éolien. Il est à noter que la grande majorité des intervenants ont demandé une hausse de la valeur utilisée par le Distributeur afin de calculer ses coûts évités.

Et comme le souligne HQD, « Un ajustement des coûts évités entraînerait à son tour un ajustement des estimations du potentiel (d'efficacité énergétique).»⁷

1.2) DES INVESTISSEMENTS IMPORTANTS SONT SOCIALEMENT ACCEPTABLES

Plus fondamentalement, le GRAME conteste l'utilisation des coûts évités comme outil décisionnel afin de déterminer l'effort pouvant être consenti en efficacité énergétique.

En dollars constants, les investissements prévus dans le PGEÉ demeurent largement inférieurs à ceux réalisés au plus fort des efforts de la décennie 1990.⁸

Des investissements significativement plus importants sont justifiés, notamment en comparant l'effort en efficacité énergétique réalisé sous d'autres juridictions ou même par Hydro-Québec au milieu des années 1990.

La société québécoise bénéficierait d'un plan d'efficacité énergétique plus audacieux. Celui-ci devrait être basé sur l'attribution d'un budget basé d'un pourcentage, à la fois significatif et raisonnable, de la base tarifaire investi en efficacité énergétique. À titre illustratif, citons M. Réjean Carrier, directeur général de l'Agence de l'efficacité énergétique du Québec:

« Ainsi, par exemple, l'État de l'Oregon prélèvera, à compter de 2002, 3 % des revenus des distributeurs d'énergie pour essentiellement 3 mandats : l'efficacité énergétique, les énergies renouvelables et l'appui aux ménages à budget modeste. Au Montana, le taux est de 2,4 %. En Norvège, une prime équivalent à 0,8 % du prix de l'électricité sert au financement de programmes d'efficacité énergétique. »⁹

⁷ R-3470-2001, HQD-2, Document 1, Annexe 1A, page 4 de 10.

⁸ Cause R-3526, pièce HQ-3, Document GRAME, p. 45.

⁹ ASSOCIATION DE L'INDUSTRIE ÉLECTRIQUE DU QUÉBEC (AIEQ), (2001)

« Notes pour une allocution du directeur général de l'agence de l'efficacité énergétique monsieur Réjean Carrier », 14 novembre 2001, Montréal.

Tableau 2
Investissements (en % du revenu requis) pour l'efficacité énergétique
et les faibles revenus dans certains États américains

	EÉ	LI (faibles revenus)	Total
Californie	1.3	0.5	1.8 %
Connecticut	3.0	0.3	3.3 %
Maine	1.5	0.5	2.0 %
Massachusetts	2.5	Inclus dans l'EÉ	2.5 %
Montana	1.5	0.6	2.4 %
New Hampshire	0.7	1.0	1.7 %
New Jersey	1.35	0.15	1.5 %
Orégon	1.9	1.1	3.0 %
Rhode Island	2.1	Inclus dans les tarifs	2.1 %
Wisconsin	2.3	1.7	4.0%

Source : Site de l'ACEEE, tiré de la preuve de CMR Enviro Consultants Cause R-3473-2001, pièce GRAME-UDD-2, doc. 2 pp. 51-55

Le tableau 2 présente plusieurs États américains où la contribution de distributeurs aux programmes d'économie d'énergie ainsi qu'aux programmes d'aides aux ménages à faibles revenus impliquent des investissements autrement plus significatifs que ceux que propose le Distributeur.

Les Pays-Bas offrent un autre exemple révélateur des choix d'une société qui donne clairement la priorité à l'efficacité énergétique. Le gouvernement néerlandais prélève plusieurs impôts sur l'énergie afin d'atteindre des objectifs environnementaux. Dérivé d'une réforme fiscale environnementale, *l'impôt régulateur sur l'énergie* vise à encourager la conservation de l'énergie et la réduction des émissions de CO₂. En 1998, cet impôt générait 3,4 G NLG (2,12 G \$) et devait être doublé en trois ans pour atteindre 6,8 G NLG (4,24 G \$) en 2001.¹⁰ De cette somme, 68 % proviendraient du secteur résidentiel et 32 % des industries.¹¹ Sur ce montant 15 % (c'est-à-dire environ 635 M\$),

¹⁰ INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, (2003) "Energy Efficiency Update: Netherlands", janvier 2003, pp.3-4. Disponible au <http://www.iea.org/>

¹¹ Toutes les conversions en dollars canadiens sont approximatives et basées sur le taux d'échange moyen pour les années respectives.

devaient être investis pour des mesures d'efficacité énergétique.¹² Ce qui équivaut pour les ménages à une hausse de tarifs d'environ 4% sur l'énergie, dédiée spécifiquement à financer l'efficacité énergétique.

Nous estimons que HQD devrait investir bien plus que les 0,4% de la base tarifaire qu'elle prétend s'approprier à investir. Selon nous, la mise de fonds devrait être au moins 1 % des revenus requis à court terme (donc de tripler les investissements en efficacité énergétique), et viser au moins 2 % à moyen terme.

1.3) DES POTENTIELS DE GESTION DE LA DEMANDE SOUS-ÉVALUÉS

Le GRAME considère qu'il est très simple et efficace, dans le contexte québécois, d'accepter comme étant de l'efficacité énergétique toute mesure de substitution par une source d'énergie renouvelable.

À cet égard, Hydro-Québec a fait preuve d'ouverture récemment en acceptant que certains projets solaires ou géothermiques soient admissibles. Mais HQ est encore loin d'une recherche systématique de tous les édifices susceptibles de profiter de ces options et d'une promotion active auprès de leurs gestionnaires.

Au Canada, il existe maintenant d'immenses possibilités techniques pour l'installation de systèmes solaires actifs. Les technologies solaires actives les plus rentables sont celles qui sont utilisées pour le chauffage à basse température : le chauffage de l'eau domestique, de l'eau de la piscine et de l'air de ventilation dans les bâtiments commerciaux et industriels à l'échelle canadienne.¹³

Concernant l'énergie solaire, selon des études effectuées au cours des dernières années, le marché des systèmes solaires servant au chauffage de l'eau domestique, de l'eau des piscines et de l'air de ventilation pourrait correspondre à une capacité installée de 135 PJ. Cet estimé de Ressources naturelles Canada équivaldrait à une valeur

¹²*Ibid.*

¹³ GOUVERNEMENT DU CANADA, 2004. *Les énergies renouvelables du Canada*. Rapport de situation 2002. Bureau de recherche et de développement énergétique, Ressources naturelles Canada. Disponible au : <http://www.nrcan.gc.ca>

énergétique de 37 500 GWh à l'échelle canadienne si on supposait que l'énergie solaire remplaçait spécifiquement de l'électricité.

Compte tenu d'un taux réaliste de pénétration du marché d'environ 10 % ainsi que des coûts actuels et prévus du chauffage solaire, nous avons estimé que le marché correspondrait à une capacité installée de plus de 9 PJ,¹⁴ ce qui correspondrait à un potentiel énergétique réalisable d'environ 2 500 GWh.

Il serait raisonnable de supposer que « La belle province » devrait détenir au moins 20 % de l'ensemble de ce potentiel, ce qui équivaldrait à un potentiel réalisable équivalent à 500 GWh. Il serait plus réaliste de considérer que cette énergie solaire substituera de l'électricité, du gaz naturel et du mazout. Compte tenu de l'importance de l'électricité dans notre bilan énergétique, il serait raisonnable de supposer que le potentiel réalisable de substitution de l'électricité par de l'énergie solaire serait supérieur à 200 GWh économisés.

Voici quelques données concernant le potentiel d'économie d'énergie que permettrait le chauffage de l'eau chaude domestique¹⁵. Pour plus de réalisme nous ne considérons pas le marché résidentiel mais plutôt les secteurs; commercial, institutionnel et industriel. Les hypothèses sont basées sur les capteurs solaires de la firme Héliotech, lesquelles ont été vérifiées dans un laboratoire indépendant conformément aux pratiques d'affaires de Ressources naturelles Canada :

- Un capteur produit 9.1 G Joules/année ce qui représente une économie électrique équivalent de 2 530 kWh/année;
- Il est très réaliste d'installer 15 000 capteurs/année ce qui équivaut à une économie électrique de 37 950 000 kWh/année (38 GWh/an, donc plus de 100 MW sur trois ans);
- En fait, une partie de l'énergie économisée serait du gaz naturel, mais le potentiel du chauffage solaire de l'espace devrait compenser largement;

¹⁴ *Les énergies renouvelables du Canada, op. cit., p5.*

¹⁵ M. Christian Fournelle, ing., Directeur général, Groupe Énergie inc. Communication personnelle, 16 février 2004.

- Par exemple, à elle seule, la conversion à l'énergie solaire du parc d'habitation de l'Office municipale d'habitation de Montréal représenterait 15,000 capteurs.

Le chauffage solaire de l'espace et de l'eau, offrent maintenant de très grands potentiels. Lorsqu'ils remplacent du gaz naturel ou du mazout, ces systèmes induisent des gains environnementaux encore plus grands lorsqu'ils remplacent ou évitent l'usage d'un combustible fossile tel que le gaz naturel.

Le GRAME considère qu'il est raisonnable de prévoir des gains de plus de 200 MW au cours des trois prochaines années par une stratégie agressive de promotion et d'appui au développement de systèmes solaires thermiques.

1.4) LES STRUCTURES TARIFAIRES DOIVENT ÊTRE MODULÉES AFIN DE FAVORISER L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE ET LA GESTION DE LA DEMANDE

Tout comme M. Hennekens dans son rapport d'expertise¹⁶, le GRAME considère que la modulation des structures tarifaires dans un objectif d'accroître les coûts marginaux et de réduire les coûts fixes devrait contribuer à favoriser les économies d'énergie.

De plus, la tarification différenciée dans le temps, que permet notamment l'utilisation de compteurs intelligents (voir la section suivante), permettrait d'ajouter également un outil efficace dans la gestion de la demande.

Ces outils peuvent impliquer des gains substantiels.

D'ailleurs, dans le dossier R-3492-2002, le Distributeur a clairement reconnu la pertinence d'une modification de la structure tarifaire visant à favoriser l'efficacité énergétique :

« Le Distributeur entend donner à sa clientèle un signal de prix qui favorise l'optimisation des choix sur le plan énergétique et l'utilisation la plus avantageuse des ressources disponibles. En reflétant le signal de prix des coûts marginaux la tarification peut inciter les consommateurs à faire une

¹⁶ Voir pièce GRAME-2, doc. 9.

utilisation rationnelle de l'électricité en les informant de l'impact de leur comportement sur les coûts du Distributeur. »¹⁷

Le Distributeur estime que des hausses de tarifs prévues et anticipées induiraient les réductions suivantes sur la consommation (en TWh), laquelle est intégrée aux prévisions :

2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
-0,3	-0,6	-0,7	-1,0	-1,1	-1,5	-1,7	-1,9

Source : Pièce HQ-3, Doc. Coaliton, p. 8.

Le GRAME considère qu'il devrait être possible d'obtenir l'équivalent des réductions de consommation anticipées, même avec des hausses moins élevées de tarifs, si les hausses se font sur des coûts marginaux, avec un gel de la redevance d'abonnement, et possiblement l'ajout d'un troisième palier (ce qui devra être débattu lors de la prochaine cause tarifaire). Nous appuyons les recommandations de M. Yves Hennekens à ce sujet (pièce GRAME-2, doc. 9).

1.5) LE DISTRIBUTEUR DEVRAIT OFFRIR LES NOUVEAUX COMPTEURS INTELLIGENTS ET, DE FAÇON OPTIONELLE, LE SYSTÈME DE PAIEMENT À L'UTILISATION

Lors de la Phase I de la Cause R-3519-2003, nous avons recommandé la mise en place d'un projet pilote portant sur une nouvelle technologie de compteurs intelligents en vue d'accroître les économies d'énergie envisagées dans le PGEÉ.¹⁸

Plusieurs Distributeurs d'électricité européens et nord américains offrent déjà cette option à leur clientèle. Toutefois, à présent, un seul Distributeur canadien - Woodstock

¹⁷ Cause R-3492-2002, HQD-1, Doc. 1, p. 9.

¹⁸ Par le biais de cette nouvelle technologie, les clients (résidentiels et commerciaux) souhaitant participer au programme pourraient ainsi voir les détails de leur consommation totale en temps réel, la comparer avec leur consommation historique et voir l'impact de leur comportement sur leur consommation en temps réel, plutôt que devoir en payer les conséquences (économiques) après qu'ils ont reçu leurs factures.

Hydro - offre le service de compteurs intelligents avec paiement à l'utilisation¹⁹ à sa clientèle résidentielle. Environ 2500 clients, ce qui représente environ 25 % de la clientèle totale du Distributeur ontarien, bénéficient déjà de compteurs intelligents (avec paiement à l'utilisation). Les clients participants volontairement au programme peuvent ainsi atteindre des économies d'énergie représentant **jusqu'à 20 % de coûts de leur facture énergétique.**^{20 21}

Les nombreux exemples des clients bénéficiant déjà de cette option à travers le monde démontrent que cette technologie incite à la réduction de la consommation. L'effet de réduction sur la consommation des compteurs à temps réels a également été éprouvé au Québec, tel que le démontrent les résultats du projet Infowatt d'Hydro-Québec.²² D'ailleurs, « les résultats du projet Infowatt se sont avérés fortement positifs, malgré ses limitations technologiques,²³ par rapport à la nouvelle génération de compteur. »²⁴

Nous estimons qu'il serait une erreur capitale de ne pas permettre aux Québécois qui le désirent de profiter de cette nouvelle génération de compteurs devant entrer dans le marché canadien sou peu. Dans une perspective de développement durable il serait d'autant plus répréhensible de ne pas adopter ces compteurs, pouvant représenter un outil de gestion de la demande important. En Ontario, compte tenu des prix plus élevés de l'électricité, une partie largement inférieure de consommateurs utilise l'électricité pour le chauffage. Cependant, ces statistiques de consommation sont d'autant plus

¹⁹ Le système de *paiement à l'utilisation* permet au consommateur d'acheter la quantité désirée d'énergie avant de la consommer, ce qui lui donnerait une plus grande flexibilité dans la gestion de sa facture énergétique et aurait potentiellement l'effet de réduire davantage sa consommation d'énergie. Cependant, certains intervenants, tout en appuyant la technologie de compteurs intelligents, ont exprimé des soucis légitimes par rapport à ce système de paiement lors des audiences de R-3519-2003. Leur préoccupation principale avait trait à l'interruption de service dans le cas de non-paiement, qui pourrait venir affecter, notamment, la clientèle à faible revenu. Ainsi, **dans la pièce GRAME-4, doc.1** (de la cause R-3519-2003) **nous avons souligné l'importance de rendre disponible l'option de prépaiement strictement sur une base volontaire.**

²⁰ COLIN PERKEL, 2003. « Woodstock's 'Smart Meters' Zap Higher Hydro Costs », *Globe and Mail*, 3 nov. 2003.

²¹ voir pièce GRAME-1, doc.3, cause R-3519-2003, Phase I

²² voir Cause-3519-2003, pièces HQD-3, doc. 6, annexe A

²³ Bien que le principe de compteurs à intervalle qui permettent au client de connaître sa consommation en temps réel est similaire entre les compteurs que nous proposons et le projet Infowatt, il est important de noter que la technologie utilisée dans le projet Infowatt était très différente. Cette dernière était beaucoup plus coûteuse et la difficulté d'application et d'installation grandement supérieure.

²⁴ Cause R-3519-2003, pièce GRAME-4, doc.1, p.3

significatives puisqu'il y a un plus grand pourcentage de la clientèle utilisant également l'électricité pour le chauffage qui a choisi d'avoir des compteurs intelligents (avec système de prépaiement) que parmi ceux qui ne l'utilisent pas.²⁵

À l'heure actuelle, le distributeur Salt River Project (SRP) au Phoenix Arizona compte avec la plus grande base de clientèle utilisant des compteurs intelligents à échelle nord-américaine. D'ailleurs, plus de 35 000 clients ont opté pour ces compteurs intelligents (avec le système de prépaiement) depuis 1995 et plus de 2 000 nouvelles installations s'ajoutent à ce total sur une base mensuelle.²⁶ Les résultats des sondages effectués auprès de la clientèle participante de SRP démontrent que **91 % de cette clientèle affirment utiliser l'énergie de manière plus efficace grâce à ce système. Les économies d'énergie moyennes de ces clients sont de plus de 11 %.**²⁷

Notons également que ces compteurs permettent une tarification différenciée, avec des prix plus élevés durant les périodes de pointe, laquelle constitue un élément complémentaire important pouvant réduire davantage la consommation des clients participants.²⁸ Cette forme de tarification lancerait un signal d'autant plus puissant aux consommateurs de réduire leur consommation lors des heures de pointe durant laquelle les prix seraient plus élevés. D'ailleurs, le Premier ministre de l'Ontario²⁹ a affirmé que la récente approbation d'une tarification différenciée couplée avec un usage répandu des compteurs intelligents sont fondamentaux au plan de réduction énergétique de la province qui a pour objectif de réduire la consommation d'énergie de 5 %.³⁰

²⁵ « there are more electric heat consumers on the program than they are who are not using it. The only thing that we can deduce from that is that people that have higher electricity bills are more interested in managing that higher electricity bill. » Cause R-3529-2003, phase I, M. KEN QUESNELLE, vice-président de Woodstock Hydro, Transcriptions de l'audience du 18 FÉVRIER 2004, volume 3, p.38

²⁶ Communication personnelle avec M. Carl Kelly le 16 janvier 2004.

²⁷ SRP, 2004. "Prepay Convenience and Energy Savings with SRP M-Power", disponible au : <http://www.srpnet.com>

²⁸ Cause R-3519-2003, pièce GRAME-1, doc.1, p.4

²⁹ l'Ontario a récemment connu une hausse des prix de l'électricité antérieurement fixés à 4,3¢/KWh. Avec la nouvelle hausse des prix dans le secteur résidentiel, est de 4.7 ¢/KWh pour les premières 750 unités augmentera à 5.5 ¢/KWh après ce premier palier. Ainsi, les utilités publiques telle que Woodstock Hydro ont adopté une forme de tarification différenciée qui pourrait venir accroître les économies engendrées par l'usage des compteurs intelligents.

³⁰ Voir par exemple, GILLIAN LIVINGSTON, 2004, « Mcguinty Touting Smart Meters Use », Energy Probe, 27 Mars, 2004, disponible au : <http://www.energyprobe.org>

1.6) LE GOUVERNEMENT DU QUÉBEC DOIT ADOPTER LES NOUVELLES NORMES SUR L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE DES BÂTIMENTS

Sous les auspices de Ressources Naturelles Canada (RNCan) et du Conseil national de recherches du Canada (CNRC), le gouvernement canadien a créé le Code modèle national pour l'efficacité des nouveaux bâtiments Résidentiel et Commercial (CMNÉBRC) subdivisé en deux parties : le Code modèle national de l'énergie pour les bâtiments (CMNÉB) et le Code modèle national de l'énergie pour les habitations (CMNÉH). L'objectif principal du CMNÉBRC est d'accroître l'efficacité énergétique en spécifiant les normes minimales requises pour la construction de nouveaux bâtiments et habitations canadiennes.³¹

Le Distributeur décrit ainsi les gains énergétiques sur le parc résidentiel qui découlent de l'adoption du CMNÉH, ainsi que le surcoût et la période de retour sur l'investissement (PRI), sur un horizon de cinq ans :

« L'adoption du Code modèle national de l'énergie pour les habitations (CMNÉH), bien que souhaitable, n'aurait pas d'influence sur le potentiel technico-économique d'économies d'énergie puisque cette mesure se retrouve tout juste à l'extérieur du potentiel technico-économique. Toutefois, l'impact du CMNEH* sur le parc résidentiel unifamilial a été estimé à :

	Potentiel	PRI	cuee
Segment	GWh	Ans	\$/kWh
Unifamilial TAE	73.0	14	0.065
Unifamilial			
TAE+bois	46.1	14	0.098
Total	119.1	-	-

Cuee : coût unitaire énergie économisée

*CMNEH+: dans le cadre du projet, le CMNÉH a été bonifié en y ajoutant le critère d'infiltration des maisons R-2000 et inclus également un VRC obligatoire.

³¹ Le Québec a été la première province à adopter, en 1983, une réglementation supervisée par la Régie du bâtiment dans les édifices publics dans la nouvelle construction résidentielle et commerciale en matière d'efficacité énergétique. Depuis l'adoption de cette loi, de nouvelles normes minimales en efficacité énergétique ont été établies selon des analyses basées sur le «coût du cycle de vie» des mesures en tenant compte des coûts divers des combustibles, de la main d'œuvre et des matériaux de construction pour chaque région. Les nouvelles normes, publiées par le Conseil national de recherche du Canada (CNRC) en 1997, ont généré le CMNÉH et le CMNÉB. Ces normes sont proposées aux fins de leur adoption par les gouvernements provinciaux et territoriaux ainsi que par les administrations municipales.

Le surcoût de construction a été estimé à 3 400 \$ en moyenne par résidence pour une économie d'environ 4 000 kWh/an/résidence. Comme ce potentiel se retrouve hors du potentiel technico-économique, l'adoption d'une version bonifiée du CMNÉH permettrait de bénéficier de ce potentiel par l'intermédiaire de la réglementation. »³²

En fait, le gouvernement canadien propose déjà d'aller au-delà du CMNÉH avec la norme R-2000 :³³

« Le Plan propose que les gouvernements et le secteur de la construction se fixent comme but que toutes les maisons neuves soient construites dans le respect de la norme R-2000 d'ici 2010. On pourrait y arriver par l'entremise d'interventions visant à favoriser une plus forte pénétration des pratiques et produits de construction éconergétiques dans le milieu du bâtiment ainsi que leur adoption sur ce marché. Le but serait de permettre aux provinces d'intégrer la norme R-2000 ou un niveau équivalent aux codes du bâtiment d'ici 2010 »³⁴

Cette norme, ainsi que la norme Novoclimat démontrent la sous-exploitation du potentiel d'économies d'énergie. Notons qu'en 2002-2003, 206 nouvelles maisons unifamiliales ont été construites sous la norme Novoclimat et seulement 2 selon la norme R-2000. Ces nouvelles constructions représentent 0,8 des maisons unifamiliales qui correspond à une économie annuelle de 1,4 GWh/an. Cependant, selon l'Agence de l'efficacité énergétique si Novoclimat avait été adoptée pour toutes les nouvelles constructions unifamiliales durant 2002-2003, les économies d'énergies annuelles auraient atteint 170 GWh. De manière encore plus significative, si la norme R-2000 avait été adoptée, les économies d'énergie annuelles auraient été de l'ordre de 250 GWh!³⁵

Les marchés commercial et institutionnel profiteraient, quant à eux, du CMNÉB. Dans le cas où le Québec adopterait les normes du CMNÉB d'ici octobre 2004,³⁶ HQD avait affirmé que cela n'aurait aucune influence sur les programmes du PGEÉ, ni sur leurs gains énergétiques :

³² Cause R-3473-2001, Réponses aux questions du GRAME-UDD, HQD-3.Doc.4 p. 22 de 53.

³³ RESSOURCES NATURELLES CANADA, « Chapitre 3 Secteur résidentiel Consommation d'énergie et émissions de gaz à effet de serre » disponible au :

http://oee.nrcan.gc.ca/neud/apd/donnees_f/Parlement/Chapitre_3.cfm?Text=Y&PrintView=N

³⁴ GOUVERNEMENT DU CANADA (2002) « *Plan du Canada sur les changements climatiques*, ISBN : EN 56-183/2002F, p.26.

³⁵ BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT (BAPE) 2004, Rapport 188, Rapport 170, Projet de centrale à cycle combiné du Suroît à Beauharnois par Hydro-Québec, pp.79-80.

³⁶ Le CMNEB a déjà été adopté par la ville de Vancouver ainsi que par l'Ontario en 1997, et le gouvernement du Canada cherche à inciter d'autres gouvernements et administrations à suivre ces exemples.

« Dans le marché de la nouvelle construction commerciale ou institutionnelle (incluant les rénovations majeures et les agrandissements), la base de référence pour le calcul des économies d'énergie repose sur le CMNÉB. Par conséquent, l'adoption au Québec du CMNÉB n'aurait aucun impact sur les programmes proposés pour les clients des marchés CI dans le PGEÉ. Également pour les bâtiments existants, l'adoption de ce Code n'aurait pas d'impact sur le programme d'Hydro-Québec Distribution et sur ses gains, puisque le calcul des gains unitaires est effectué à partir de la consommation initiale du bâtiment, corrigée pour tenir compte d'un certain niveau d'efficacité de base. »³⁷

RNCan a créé le Programme d'encouragement des bâtiments commerciaux (PEBC) conformément aux exigences minimales du CMNÉB, soit l'exigence du Code qui affirme que les plans pour les nouvelles constructions doivent démontrer une efficacité énergétique qui est au moins 25 % supérieure à celle des bâtiments existants.³⁸

Il faut préciser que le *Plan d'action canadien sur les changements climatiques* n'a pas seulement l'objectif d'appliquer la norme « minimale » du CMNÉB mais bien de la dépasser :

« Le Plan propose que tous les nouveaux immeubles commerciaux et institutionnels dépassent de 25 p.100 les exigences du CMNÉB d'ici 2010. Les gouvernements et le secteur privé se concerteraient, dans le cadre de programmes comme le PEBC, pour atteindre ce but.»³⁹

Ainsi, l'adoption de la norme C-2000 supposerait un gain de l'ordre de 50 % en ce qui se réfère à sa performance par rapport au CMNÉB.⁴⁰

Pour le secteur résidentiel, dans le but de maximiser les gains énergétiques dans les nouvelles constructions, **le GRAME considère que la Régie, dans son avis au Gouvernement du Québec, devrait recommander à ce dernier qu'il adopte, au minimum, le CMNÉH ou, de préférence, la norme R-2000. Pour les secteurs commercial et institutionnel le GRAME propose que le gouvernement adopte, au minimum, le CMNÉB et idéalement, la norme C-2000 , et ce, d'ici octobre 2004.**

³⁷ Cause R-3473-2001, HQD-3, doc.4 p.23 de 53.

³⁸ OFFICE DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE: « Introduction au Code modèle national de l'énergie pour les bâtiments » disponible à <http://www.oee.nrcan.gc.ca/francais/programs/energycode.cfn?>

³⁹ GOUVERNEMENT DU CANADA, 2002. *Plan du Canada sur les changements climatiques*, p.27.

⁴⁰ IR-2000 pour le secteur résidentiel et C-2000 pour le secteur commercial.

Le gain de 119 GWh sur 5 ans anticipé par le Distributeur ne concerne qu'une partie des résidences unifamiliales. On peut supposer qu'il devrait être de deux à trois fois plus important pour l'ensemble du marché résidentiel et commercial.

La Régie devrait anticiper des économies additionnelles sur les prévisions de la demande de l'ordre d'au moins 250 GWh au cours des 5 prochaines années si elle tient pour acquis l'adoption prochaine des codes modèles par le gouvernement du Québec.

1.7) UN VASTE PROGRAMME « CORVÉE-RÉNOVATION-ÉNERGIE » DOIT ÊTRE ENTREPRIS

Un vaste programme « corvée-rénovation-énergie » doit être entrepris, avec une contribution de l'ensemble des acteurs, incluant les Distributeurs et les deux paliers de gouvernement.

À cet égard, mentionnons quelques informations fournies par HQD en réponse à nos questions :

- On estime que 90 000 résidences unifamiliales et 20 000 duplex et triplex ont des sous-sols qui ne sont tout simplement pas isolés, et respectivement 250 000 et 50 000 qui sont semi-isolés, pour une **économie potentielle de 1 316 GWh**. Les économies rembourseraient entièrement la valeur des investissements en une dizaine d'année.⁴¹
- De la même façon, **des gains de 1 509 GWh** sont théoriquement possibles uniquement par le remplacement des portes et fenêtres.⁴²
- Uniquement pour les couvertures de chauffe-eau les économies potentielles sont de **123 GWh**.

⁴¹ HQ-3, Document Grame, p. 39 de 54.

⁴² HQ-3, Document Grame, p. 38 de 54.

- L'aide à l'implantation de vestibules dans les commerces et institutions permettrait des économies de **52 GWh**.⁴³

1.8) IL SERAIT POSSIBLE DE DOUBLER, VOIR TRIPLER, L'AMPLEUR DU PGEÉ

Il serait raisonnable d'exiger du Distributeur qu'il augmente les objectifs de son Plan global d'efficacité énergétique (PGEÉ), en doublant ou en triplant les investissements effectués, ce qui ramènerait la valeur de ces derniers à **l'équivalent de 1 % de la base tarifaire du Distributeur. Celui-ci semblerait un objectif minimum adéquat.**

⁴³ HQ-3, Document Grame, p. 41 de 54.

2. LA PRÉVISION DE LA DEMANDE (SUJET #1)

Pour ce qui a trait à la prévision de la demande, le GRAME partage l'avis de l'expert Yves Hennekens (pièce GRAME-2, doc. 9) qui estime que plusieurs indicateurs tendaient vers un accroissement accéléré de la demande, particulièrement au niveau de l'expansion de la construction résidentielle, et qu'il aurait été possible de la prévoir, du moins en partie.

Le GRAME maintien toutefois que la promotion du chauffage électrique dans une partie importante du parc immobilier québécois a été un facteur déterminant permettant au Québec d'augmenter l'apport d'une filière renouvelable, l'hydroélectricité. Son apport est ainsi passé de 20 à 40 %. **Notre organisme considère qu'il demeure essentiel de maintenir, voire d'accroître la part des énergies renouvelables dans notre bilan énergétique. Cela implique de maintenir une proportion importante de notre consommation à l'électricité tout en s'assurant que la part des énergies renouvelables dans la production de cette dernière soit maintenue ou augmentée.**

Le caractère complètement déraisonnable des avantages financiers susceptibles d'être consentis à plusieurs projet industriels fait de sorte que certains mériteraient d'être sérieusement remis en question.

Il faudrait également adopter des règles qui permettent d'éviter que le Distributeur fournisse à une entreprise de l'électricité à la moitié de son coût d'acquisition dans un cas où celle-ci produit sa propre électricité et peut l'exporter à plein prix sur les marchés extérieurs.

De contrer ces deux situations permettrait une réduction significative de la croissance de la consommation dans le secteur industriel, donc une révision à la baisse de la demande anticipée.

Nous prévoyons que la mise en œuvre de politiques visant la réduction des émissions de GES devrait tendre à accroître le prix des combustibles fossiles, tel qu'indiqué dans la section portant sur les risques financiers du gaz naturel. Dans le cas du gaz naturel en particulier, l'effet se ferait sentir plus résolument grâce à une demande accrue de gaz

comme substitut aux autres produits pétroliers. Hydro-Québec entérinait notre hypothèse en répondant à une de nos questions (dans le cadre de la cause R-3470-2001) :

« Cette hypothèse rejoint du reste le scénario fort dans lequel on fait davantage appel au gaz naturel pour la production d'électricité. Plusieurs raisons peuvent conduire à ce recours accru au gaz naturel, notamment : la ratification des accords de Kyoto, qui entraîneraient une substitution du charbon par du gaz naturel dans la production électrique, ou l'arrêt prématuré de certaines centrales nucléaires. » (R-3470-2001, HQD-4, Doc. 5, p. 3 de 14)

En réponse à une question de l'intervenant GRAME-UDD, HQD précisait alors avoir déjà estimé que les ventes d'électricité augmenteraient :

- de 240 à 290 GWh d'ici 2011, si l'équivalent d'une taxe sur le CO₂ de 10\$ par tonne était imposée;
- et de 450 à 530 GWh pour l'équivalent d'une taxe de 20\$ par tonne de CO₂.⁴⁴

Selon le GRAME ces hypothèses devraient être considérées comme fort probables à l'horizon 2010. Toutefois, l'effet devrait être peu significatif à court terme (d'ici 2009).

L'effet direct du réchauffement climatique sur la demande devrait se traduire par une hausse des besoins estivaux en climatisation et une baisse de la demande hivernale en chauffage. Le Distributeur fait présentement l'hypothèse que ces phénomènes seront d'ampleur équivalente. Le GRAME considère que cette hypothèse est raisonnable à ce stade, mais que ces effets ne changeront pas, à court terme, le profil de la demande québécoise avec sa pointe hivernale.

Le GRAME considère que la prévision de la demande devrait prévoir au moins l'équivalent d'un doublement des efforts en efficacité énergétique à partir de l'année 2005, ainsi que l'effet des autres mesures anticipées dans une stratégie de gestion de la demande.

⁴⁴ Cause R-3470-2001, HQD-6, Document 6, p. 9.

3. LE BILAN ÉNERGÉTIQUE DU QUÉBEC ET L'AUGMENTATION DE LA CAPACITÉ DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ NÉCESSAIRE POUR RÉPONDRE À LA DEMANDE D'ICI 2010 (SUJET #3)

3.1) LE BILAN OFFRE-DEMANDE

En vue des « besoins additionnels » en énergie allégués par le Distributeur et allant au-delà de la patrimoniale, le Distributeur indique que les approvisionnements additionnels requis d'ici 2010 serait de l'ordre suivant :

	2004	2005	2006	2008	2009	2010
Approvisionnements additionnels requis	0,3	4,3	7,1	2,0	3,2	7,0

Source : Reproduction partielle du tableau de la pièce HQD-2, doc.1, p.26

Cependant, ces besoins estimés pourraient être réduits significativement avec l'implantation de mesures d'efficacité énergétiques plus ambitieuses que celles prévues par le Distributeur dans son PGEÉ 2003-2006 ainsi qu'avec l'ajout de mesures visant la gestion de la demande.

Nous estimons que ces approvisionnements additionnels requis pourraient être compensés par des mesures d'efficacité énergétiques plus amples ainsi que par un apport additionnel en énergie renouvelable.

3.2) DES POLITIQUES COHÉRENTES POUR LA MAXIMISATION DU POTENTIEL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

Le GRAME, qui a toujours promu un plus grand apport en termes d'économies d'énergie, considère fondamental que l'efficacité énergétique ne soit pas seulement considérée un outil dans la gestion de la consommation québécoise, mais bien qu'elle soit considérée comme une filière en soi.

« La commission constate que l'efficacité énergétique n'est toujours pas reconnue comme une filière à part entière et que les entreprises d'efficacité énergétique n'ont pas été autorisées à soumissionner au même titre que les entreprises de production d'électricité au moment de l'appel d'offres qui a permis de sélectionner TransCanada Energy Ltd. »⁴⁵

De plus, de manière à maximiser le potentiel en efficacité énergétique exploitable, il est indispensable d'harmoniser les actions assurer une coordination des divers acteurs impliqués :

« L'approche retenue par le gouvernement afin de promouvoir l'efficacité énergétique s'appuie ainsi sur plusieurs intervenants majeurs : fournisseurs d'énergie, Régie de l'énergie, Agence de l'efficacité énergétique.... Ces acteurs majeurs devront établir et renforcer des alliances étroites entre eux. La promotion de l'efficacité énergétique suppose de plus l'implication d'un nombre considérable d'intervenants, dont l'action doit être coordonnée et harmonisée grâce à de solides réseaux de collaboration. »⁴⁶

Ces divers intervenants devraient assurer une coordination de leurs actions et surtout des *objectifs* en efficacité énergétique avec les principaux organismes gouvernementaux. L'absence d'un objectif global en efficacité énergétique, qui s'étende à échelle provinciale, constitue une barrière importante à la maximisation du potentiel exploitable de celle-ci. Le GRAME estime qu'il est déplorable de ne pas encore avoir envisagé un tel objectif. Ainsi, **le GRAME considère qu'il est absolument nécessaire de coordonner les actions de ces différents organismes gouvernementaux et non-gouvernementaux - tel qu'il s'était engagé à le faire en 1996 de par sa *Politique sur le développement durable* - de manière à atteindre des objectifs en matière d'efficacité énergétiques robustes et représentatifs de la surconsommation d'énergie québécoise.** Les bilans de consommation invariablement élevés des Québécois ont déjà ressenti les effets des délais occasionnés dans sa mise en œuvre, qui demeure latente.

De plus, le GRAME considère que, en accord avec la politique de développement durable de 1996, l'Agence de l'efficacité énergétique (AEE) devrait jouer un rôle plus prépondérant dans la coordination des mesures d'économies d'énergie :

⁴⁵ BAPE, 2004, Rapport 188, *op cit.* p 76

⁴⁶ GOUVERNEMENT DU QUÉBEC, 1996, *L'énergie au service du Québec : une perspective de développement durable* p.37, disponible au : http://www.mrn.gouv.qc.ca/publications/energie/energi/energi_f.pdf

« Créée spécifiquement pour assurer l'exploitation es potentiels d'économies d'énergie, l'Agence de l'efficacité énergétique facilitera les prises de décisions rationnelles, agira contre les dysfonctionnements du marché et fournira les appuis et le savoir-faire indispensables aux efforts ainsi demandés aux consommateurs. »⁴⁷

Nous félicitons et encourageons les investissements additionnels provenant des partenaires de l'AEÉ, ce qui a permis une croissance de son budget de 65 % en cinq ans, et nous déplorons la baisse de financements provenue du gouvernement.⁴⁸ Nous estimons que les partenaires et le gouvernement devraient contribuer au moins à part égale aux revenus de l'AEÉ, de manière que celle-ci puisse poursuivre de manière plus rigoureuse le rôle prépondérant qu'elle devrait avoir en matière d'efficacité énergétique au Québec.

3.3) LA GESTION DU NIVEAU DES RÉSERVOIRS ET LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES

Le Producteur utilise l'hydraulicité moyenne de la période 1943-2003 pour ses prévisions de l'offre. Ce niveau de référence pourrait ne plus être adapté au contexte actuel, à cause des changements qui seraient dus, vraisemblablement, au réchauffement climatique.

Hydro-Québec Production mentionne un « déficit d'hydraulicité cumulatif de 109 TWh de 1991 à 2003, dont 40 TWh depuis le début de l'année 2000 (...) ». Le déficit d'hydraulicité aurait été de 24 TWh pour la seule année 2003.⁴⁹

Le Producteur précise même qu'il faudra attendre au 1^{er} janvier 2009 – à hydraulicité moyenne sur la période – pour que le niveau des réservoirs se normalise.⁵⁰

⁴⁷ GOUVERNEMENT DU QUÉBEC, 1996, *op. cit.* p.37

⁴⁸ Selon L'AEÉ « Grâce à son statut, l'Agence a pu accroître significativement son budget total de revenus, tout en rééquilibrant la provenance de ses ressources financières : en cinq ans, les revenus de l'Agence ont augmenté de 65 %, tandis que la part du financement provenant du gouvernement passait de 100 % à 48 %. » Voir Cause R-3526-2004, AGENCE DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE, « Réponses de l'Agence de l'efficacité énergétique aux demandes de renseignements du Groupe citoyennes et citoyens vers Kyoto (CCUK) », p.1

⁴⁹ HQP-1, Doc. 1, p. 4 de 24.

⁵⁰ HQP-3, Doc. 1, p. 18 de 51.

La tendance est telle qu'il serait imprudent de la considérer comme étant simplement conjoncturelle et de ne pas y porter attention.

Si on utilisait l'hydraulicité des années 1984 à 2003 afin d'établir une nouvelle moyenne qui servirait de référence, on constaterait un déficit annuel de 9,2 TWh par rapport aux niveaux pour la période 1943-2003.⁵¹

Ce type de correction pourrait, dans bien des cas, équivaloir, pour un gestionnaire d'entreprise, à reconnaître que sa méthode comptable comporte une erreur significative et que ses actifs doivent être revus à la baisse. À cet égard, la société d'État serait victime des impacts des changements climatiques.

Une telle correction ne remettrait aucunement en question la rentabilité des projets hydroélectriques passés et même futurs, ni le bien fondé des choix passés d'HQP. Mais en assurant un portrait plus juste de la réalité, celle-ci assurerait une gestion plus prudente du niveau des réservoirs.

Cela étant dit, il existe des signaux contradictoires. Ainsi, s'il y a eu quatre années durant la période 1984-2003 où l'hydraulicité a été inférieure au déficit de 23,7 TWh constaté en 2003, il n'y en a eu aucune durant la période 1964-1983, mais six épisodes durant la période 1943-1963.⁵²

Plus significatif encore, mentionnons que des modèles globaux de prévisions climatiques anticipent une hausse de la pluviométrie au Québec.⁵³

Dans ce contexte, le GRAME recommande que la période de référence pour calculer l'hydraulicité soit maintenue à court terme à la période 1943-2003, mais qu'un processus progressif de révision soit suggéré par la Régie. Celui-ci intégrerait notamment les résultats des modélisations du groupe Ouranos, lesquelles devraient être beaucoup plus précises aux niveaux des impacts locaux.

⁵¹ HQ-3, Doc. Grame, p. 53 de 54.

⁵² HQP-3, Doc. 1, p. 18 de 51.

⁵³ International Panel on Climate Change (IPCC), 2002. *Climate Change and Biodiversity*, IPCC Technical Paper V, WMO, PNUE, UNEP.

3.4) SECTEUR DES INDUSTRIES ÉNERGIVORES

Le GRAME considère que la vitesse de croissance des besoins énergétique du Québec pourra être revu à la baisse :

- Si les nouveaux contrats d’approvisionnement aux grandes industries reflétaient les prix du marché.
- Si le Distributeur pouvait éviter de vendre à rabais à une entreprise ayant sa propre capacité de production et qui en profite pour écouler celle-ci au fort prix sur les marchés d’exportation.

4. LES OPTIONS POSSIBLES POUR RÉPONDRE À L'ACCROISSEMENT DE LA DEMANDE QUÉBÉCOISE D'ÉLECTRICITÉ D'ICI 2010 (SUJET #4)

Le GRAME fait sienne l'ensemble de l'analyse et des recommandations de Mme Romanelli, dans son rapport présenté à la pièce GRAME-2, document 3. Celui-ci démontre l'importance de prioriser le développement des énergies renouvelables, dans une perspective de développement durable.

De cette perspective découle les positions et analyses présentés dans le présent chapitre portant sur les options possibles pour répondre à l'accroissement de la demande.

4.1 LA RECHERCHE DU PLUS BAS COÛT « SOCIAL »

Pour le GRAME, la recherche du plus bas prix signifie, dans une perspective de développement durable, le plus bas coût social, c'est-à-dire qui tient compte des externalités.

Dans son avis sur la contribution de la filière de la petite production hydraulique d'électricité,⁵⁴ la Régie a reconnu que le prix de vente de l'électricité pouvait ne représenter que 50 % de la pondération de l'appel d'offres :

«En fonction de ces considérations et des responsabilités du ministre de l'Environnement concernant l'acceptabilité socio-environnementale des projets, la Régie recommande que la grille de sélection soit composée des critères décrits ci-dessus et suggère la pondération suivante, pour considération par le comité d'experts :

- 50 % prix de vente de l'électricité;
- 20 % intégration du projet dans le milieu naturel et humain;
- 15 % qualification du promoteur et sa capacité financière;
- 15 % participation locale et retombées économiques locales. »

La Régie avait ainsi imposé que 35 % de la pondération repose sur des critères environnementaux et sociaux. La cause R-3410-98 concernait plusieurs projets d'une même filière, la petite hydraulique. Les impacts sur la qualité de l'air étaient négligeables

⁵⁴ RÉGIE DE L'ÉNERGIE, A-99-02, R-3410-98, p. 109

et uniformes. Les appels d'offres à venir impliquent des options extrêmement diversifiées, aux incidences écologiques fort variables et, surtout, plus importantes, notamment sur la qualité de l'air.

Rappelons que le premier appel d'offre du Distributeur – celui qui a amené au choix du projet de la centrale thermique de Bécancour – a été réalisé de façon expéditive, avant que la Régie ne recommande, dans une Décision rendue le 2 août 2002, que :

« (...) les appels d'offres de long terme devrait inclure un critère non monétaire relié au développement durable »⁵⁵

« (...) Par exemple, un intervenant a déposé des fiches issues d'Hydro-Québec qui fournissent une comparaison des filières sur la base de plusieurs indicateurs majeurs. Le Distributeur pourrait également s'inspirer de l'option 3 du GRAME-UDD ou de l'Approche d'ACÉÉ/S.É./STOP. »⁵⁶

Diverses méthodes permettent de prendre en compte les préoccupations environnementales et sociales dans une perspective de développement durable. Mentionnons principalement : l'utilisation de quotes-parts destinées à certaines formes d'énergie; l'octroi de subventions; ainsi que l'ajout de critères environnementaux lors des processus d'appels d'offres.

À la pièce GRAME-2, document 5, une analyse des impacts environnementaux des filières énergétiques est présentée. Celle-ci s'appuie notamment sur une étude de l'Agence internationale de l'énergie dont un extrait a été déposé à la pièce GRAME-2, document 6.

Ces analyses démontrent clairement les avantages environnementaux des filières renouvelables, incluant l'éolien, le solaire et l'hydroélectricité, ainsi que les inconvénients des filières thermiques. La nécessité d'appuyer les énergies renouvelables est incontestablement reconnu comme un pilier de la mise en oeuvre du développement durable :

⁵⁵ Décision D-2002-169, R-3470-2001, p. 72.

⁵⁶ Ibid, p. 72.

« Il est essentiel que les différentes formes d'énergie renouvelable, dont l'hydroélectricité et les sources émergentes (éolienne, solaire, biomasse, etc.), reçoivent les signaux appropriés pour assurer leur développement. La mise en place, à l'échelle canadienne, d'un mécanisme de marché fondé sur l'obligation pour les producteurs d'énergie de détenir une part significative d'énergie renouvelable dans leur portefeuille d'énergie est une avenue à explorer. »⁵⁷

Le GRAME considère que la Régie doit réaffirmer au Gouvernement que, dans une perspective de développement durable, le développement des sources renouvelables doit constituer le fondement de la politique énergétique québécoise.

La position de notre organisme sur chacune des filières envisagées est présentée dans les prochaines sections.

4.2 L'ACCEPTABILITÉ SOCIALE DU PROJET DU SUROÏT : DE L'OPPOSITION DE LA VILLE DE BEAUHARNOIS À CELLES DE LA POPULATION DU QUÉBEC

Dans son Étude d'impact sur l'environnement pour la Centrale du Suroît, le Distributeur signale que :

« La croissance des marchés accessibles et rentables, au Québec et dans tout le nord-est du continent, incite Hydro-Québec Production à poursuivre le développement de sa capacité de production.

Cependant, les projets devront remplir les trois conditions suivantes :

- être concurrentiels compte tenu des conditions du marché;
- être acceptables du point de vue environnemental;
- être accueillis favorablement par les communautés locales. »⁵⁸

Cependant, au mois de février dernier, le maire de la ville de Beauharnois annonçait non seulement qu'environ 80 % des citoyens de la ville s'opposait au projet mais aussi que, en vue de telles locales préoccupations, il retarderait l'accord pour le changement de

⁵⁷ GOUVERNEMENT DU QUÉBEC, 2003. *Contexte, enjeux et orientations sur la mise en œuvre du protocole de Kyoto au Québec*, , op.cit, p.31

⁵⁸ HQP, *Centrale à cycle combiné du Suroît : Étude d'impact sur l'environnement (Rapport principal)* voir CHAPITRE 2, Justification du projet et analyse comparative des variantes, mars 2002 : p.30 de 342.

zonage requis par la Loi québécoise en environnement sans laquelle le décret d'approbation pour la centrale du Suroît n'aurait aucun effet juridique.⁵⁹

Dans ses réponses au GRAME, HQP a indiqué qu'aucun site alternatif avait été envisagé compte tenu de l'opposition du site de Beauharnois, en vue de l'opposition de la Ville⁶⁰. Nous en déduisons que le producteur n'a pas envisagé de site alternatif, entre autre, puisqu'il était encouragé par le fait que le Premier Ministre Charest pourrait « imposer » la construction de la centrale s'il en résultait que la Régie en donnait son aval.⁶¹ Cette prise de position favorable, de la part du Gouvernement du Québec, envers la Centrale de gaz naturel, est clairement incohérente avec la position environnementale prise par le Parti Libéral l'année dernière lorsqu'il affirmait :

« Les politiques gouvernementales doivent être claires et les cibles, fixes. **Il faut éviter que le gouvernement investisse à la fois dans un plan d'action pour réduire les émissions de gaz à effet de serre et fasse la promotion de politiques de production d'électricité à partir du gaz naturel.** Que ce soit au sujet du dossier de l'énergie, de l'agriculture ou de l'exploitation des ressources naturelles, ce type de contradiction politique foisonne. **Non seulement ces situations affectent de façon intolérable la protection de l'environnement, mais en plus, elles provoquent des gaspillages financiers inacceptables pour la société québécoise et nuisent aux investissements.** » (Parti Libéral du Québec, 2003 : p.16, emphase ajoutée).⁶²

Ces positions contradictoires, remettent en question la crédibilité du Premier Ministre. Pour alléger le poids de l'imputabilité vis-à-vis la société québécoise, il a justement transféré le fardeau sur les épaules de la Régie qui devra déterminer la nécessité du projet. S'il en résultait que la Régie donnait son aval au projet de centrale du Suroît, il se pourrait que le Premier Ministre et le promoteur du projet, ne respectent pas le critère fondamental d'acceptabilité du projet pour les communautés locales et en impose sa construction malgré le bien-être et la volonté de ceux-ci.⁶³ Il est donc imminent que, dans son avis, la Régie tienne compte, entre autres, de **toutes les conditions**

⁵⁹ Voir par exemple LOUIS-GILLES FRANCOEUR, 2004. « Suroît: un pépin pour Hydro : La ville de Beauharnois retarde le changement de zonage et pourrait tenir un référendum », *Le Devoir*, mercredi 4 février 2004. Disponible à <http://www.vigile.net/ds-actu/docs4/2-4.html#ldlgf>

⁶⁰ Cause-R-3526-2004, pièce HQD-3, doc. GRAME, p.36.

⁶¹ PRESSE CANADIENNE, 2004. « Jean Charest pourrait imposer la construction du Suroît à Beauharnois », Le 6 avril 2004, disponible au : <http://matin.qc.ca/quebec.php?article=20040406174350>

⁶² PARTI LIBERAL DU QUEBEC, 2003. « Pour un environnement sain et un développement durable : Priorités d'actions politiques en matière d'environnement », document de travail, février 2003 :16.

⁶³ PRESSE CANADIENNE, 2002, *op .cit.*

d'acceptabilité du projet y compris son acceptabilité du point de vue environnemental et des communautés locales: deux critères fondamentaux auquel le projet du Suroît ne répond pas.

L'un des éléments fondamentaux déterminant l'acceptabilité du projet du point de vue environnemental porte sur les émissions de GES que le Québec et le Canada se sont formellement engagés à réduire. Rappelons d'ailleurs que le Président du BAPE avait indiqué que :

« le projet augmenterait de façon substantielle les émissions de gaz à effet de serre au Québec. Eu égard à la démarche québécoise face aux engagements de Kyoto et dans une perspective de développement durable, la commission ne peut souscrire à sa réalisation. »⁶⁴

4.3) LES RISQUES FINANCIERS RELIÉS AUX CENTRALES THERMIQUES

Notre analyse du coût des centrales a porté sur deux éléments fondamentaux liés aux risques dont il faut tenir compte :

- 1) les coûts associés aux émissions de gaz à effet de serre dans la période de Kyoto post 2012
- 2) le risque financier généré par la volatilité et à l'imprévisibilité des prix du gaz naturel

COÛTS DES ÉMISSIONS DE GES POUR LE SUROÎT

HQP n'a pas tenu compte des coûts associés aux émissions de GES dans la période post-2012 sous le prétexte qu'il est « difficile de faire des prévisions fiables sur la valeur des permis à long terme. »⁶⁵ Cependant, l'expert Matthew Bramley⁶⁶ () a poursuivi une analyse qualitative et quantitative rigoureuse des coûts financiers que pourrait engendrer la centrale thermique du Suroît notamment pour la période post 2012. Notons

⁶⁴ BAPE, Lettre de la Présidente de la Commission, Mme Louise Boucher au Président de la commission M. André Harvey au Ministre de l'environnement, André Boisclair, en date du 3 janvier 2003 portant sur le projet de centrale de Suroît à Beauharnois, p.2. dans BAPE, 2004. *op. cit.*.

⁶⁵ Cause R-3526-2004, HQP-3, doc.1, p.7

⁶⁶ Voir pièce GRAME-2, doc.4

qu'une telle analyse est d'ordre primordial puisque **plus de 80 % de la durée de vie estimée du projet de centrale du Suroît, qui est au « minimum » de 25 ans,**⁶⁷ **correspondrait à la période post-2012.** Selon les trois scénarios **moyens** prévus, le coût pour chaque tonne de CO₂ équivalent (CO₂-é), devrait se placer entre 30 \$ et 50 \$ à partir de 2012 dont le prix croîtrait de façon constante jusqu'à atteindre entre 80\$ et 100 \$/ tonne de CO₂ dans la période 2023-2032 (voir le tableau ci-dessous) .

**Tableau 3
Prix des GES post 2012**

Années	Scénario 1		Scénario 2		Scénario 3	
	Allocation de permis gratuite (% d'émissions actuelles)	Prix par tonne CO ₂ éq. (\$) .	Allocation de permis gratuite (% d'émissions actuelles)	Prix par tonne CO ₂ éq. (\$)	Allocation de permis gratuite (% d'émissions actuelles)	Prix par tonne CO ₂ éq. (\$)
2008–2012	111	10	111	15	111	10
2013–2017	50	30	50	50	80	30
2018–2022	25	50	25	80	50	50
2023–2032	0	80	0	100	50	80

Source : Dr Matthew Bramley, GRAME –2, doc.4, p.21 (traduction libre)

De manière plus spécifique, Matthew Bramley, reconnu à échelle nationale comme étant un expert sur les risques financiers associés aux changement climatiques, a également évalué les coûts qu'engendrerait la centrale du Suroît, grâce à son apport en GES, à plus long-terme (Voir Tableau4).

⁶⁷ Cause R-3526-2004, HQ-3, doc. GRAME, p.48

Tableau 4**Coûts des GES pour la Centrale du Suroît
sur la durée de vie minimale de la centrale (2008-2032)**

Années	Coûts	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3
2008–2012	Millions \$/année	-2.5	-3.7	-2.5
	¢/kWh	-0.037	-0.055	-0.037
2013–2017	Millions \$/année	34	56	14
	¢/kWh	0.50	0.83	0.20
2018–2022	Millions \$/année	84	135	56
	¢/kWh	1.3	2.0	0.83
2023–2032	Millions \$/année	180	225	90
	¢/kWh	2.7	3.3	1.3
Durée de vie (2008–2032)	Valeur actualisée en 2008 (millions \$)	668	933	347

Source : Dr Matthew Bramley, GRAME –2, doc.4, p.23 (traduction libre)

Tel que le démontre ce tableau, malgré que le projet du Suroît puisse effectivement être « avantageusement positionné »⁶⁸ durant la première période de Kyoto allant de 2008 à 2012, le coût des émissions de GES associés au Suroît grimperait rapidement après 2012 pour atteindre 90 \$ millions et 225 \$ millions par année durant les 10 dernières années de la centrale :

“These results show the GHG emissions from the CdS initially representing a small financial benefit to Hydro-Québec during the Kyoto Protocol commitment period (2008–2012). But they also show that financial liability for GHG emissions could plausibly grow rapidly to quite high levels post-2012. That liability could be between \$90 million and \$225 million per year, or between 1.3 and 3.3 ¢/kWh, during the final 10 years of the facility’s life. In all three scenarios those final 10 years account for over half of the present value of financial liability over the full facility life, which ranges from \$347 million to \$933 million” (GRAME-2, doc.4, p.23).

⁶⁸ Cause R-3526-2004, HQP-3, doc.1 p.7

Nous estimons, qu'il est essentiel que les critères de sélection de la filière énergétique tiennent compte du coût des GES qui pourraient en découler dans les moyen et long termes. À plus court terme, il est également d'ordre primordial de tenir compte des bénéfices reliés aux options d'énergie renouvelables sans pour autant que ceux-ci servent à « financer » le coût environnemental de centrales plus polluantes. Tel que l'indique le rapport de la consultante dans le cadre de la présente cause :

« le fait de ne pas accorder un coût pour les impacts environnementaux résultant des centrales thermiques, surtout compte tenu de nos engagements de réduction de GES sous le Protocole de Kyoto, **revient à accorder une subvention aux centrales polluantes.** Ce qui s'applique, de toute évidence, aux centrales du Suroît et de Bécancour. » (pièce GRAME-2, doc 3. p.21).

Notons également le manque de cohérence d'HQ par rapports aux coûts de GES engendrés par les centrales thermiques noté dans le rapport de la consultante. Dans la pièce HQP-3, doc.1, le Producteur indique que grâce à la production hydroélectrique et éolienne au Québec il serait « tout à fait plausible...qu'HQP obtienne des crédits qui couvriraient largement la production annuelle de la centrale du Suroît. »⁶⁹Cependant, dans un rapport daté de 200, HQ avait affirmé que « le fait de ne pas intégrer l'impact des gaz à effet de serre dans ces modèles revient à accorder une « subvention environnementale » à l'utilisation des combustibles fossiles. »⁷⁰

Volatilité et imprévisibilité des prix du gaz naturel

Dans son plan d'approvisionnement 2002-2011, le Distributeur prévoyait une baisse considérable du prix du gaz naturel en 2011 par rapport aux prix de l'année dernière (Voir le tableau 5), et il affirmait lors de la session d'information du 10 mars 2004 que ses prévisions initiales demeuraient valides :

⁶⁹ Cause R-3526-2004 HQP-3, doc.1, p.7

⁷⁰ HYDRO-QUÉBEC, 2000. *Environnement et restructuration de l'électricité en Amérique du nord*, mémoire présenté à la Commission nord-américaine de coopération environnementale, juin 2000, p.11, emphase ajoutée. Disponible au: http://www.cec.org/files/pdf/HydroQuebec-f_ES.PDF cité dans la pièce GRAME-2, doc.3, pp.20-21.

«...de façon générale, le niveau sur lequel on part est peut-être un petit peu faible mais pour ce qui est de la reprise et du redressement, je pense que notre scénario de position de long terme est encore assez réaliste.» (Cause, R-3526-2004, transcriptions, audience du 10 mars 2004, p.135-136)

Tableau 5
Prévisions sur l'évolution du prix du gaz naturel

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Gaz naturel à la frontière de l'Alberta (\$Can/mpc)	6,31	4,23	7,10	5,94	5,58	4,96	5,05	4,94	5,02	5,17	5,36

Source : Reproduction partielle du tableau «Principales variables démographiques, économiques et énergétiques, révision d'août 2003 » dans, *État d'avancement du Plan d'approvisionnement 2002-2011*, 31 octobre 2003, p.39.

En effet, HQD affirme qu'une hausse de la demande de gaz naturel d'ici à l'horizon 2011 se fera parallèlement avec une baisse relative de son prix par rapport au prix de 2003, ce qui « s'explique essentiellement par le prix particulièrement élevé du gaz naturel en 2003. »⁷¹ Néanmoins, dans le *Plan du Canada sur les changements climatiques*, le gouvernement soulève qu'en vue de nos engagements de réduction dans le cadre du protocole de Kyoto et du système éventuel d'échange de droits d'émission intérieur (EDEI) « Le prix du gaz naturel augmente parce que tant l'industrie productrice que les pipelines sont visés par le système d'EDEI et doivent absorber certains coûts qu'ils peuvent répercuter. ».⁷²

Nous tenons à souligner qu'il est nécessaire de tenir compte de l'imprévisibilité et la volatilité du prix de ce combustible, qui d'ailleurs ne font pas partie des risques d'exploitation des énergies renouvelables. Tel que l'a fait noter l'Office national de l'énergie :

« Le marché dynamique du gaz naturel va continuer de subir des variations de prix à cause de divers facteurs. Cependant, étant donné l'épuisement progressif des bassins d'approvisionnement d'Amérique du Nord, de nombreux observateurs s'attendent que la demande de gaz naturel croisse plus rapidement que les approvisionnements classiques de gaz dans l'avenir, ce qui pourrait se traduire par

⁷¹ Cause R-3526-2004, HQ-3, doc. GRAME, p.4

⁷² GOUVERNEMENT DU CANADA, Plan du Canada, 2002, 21 novembre 2002, p.66. Disponible au http://www.climatechange.gc.ca/plan_du_canada/plan/pdf/version_compl.pdf

une plus grande instabilité des prix – pas nécessairement des pics plus élevés et des creux plus bas, mais des renversements de tendance plus fréquents ». ⁷³

« **La volatilité des prix pose des problèmes aux producteurs comme aux consommateurs.** Les parties qui planifient des investissements à long terme qui reposent sur le gaz naturel, par exemple un projet de centrale électrique ou un projet d'approvisionnement à partir des régions pionnières, devront peut-être revoir leurs plans compte tenu de l'expérience récente. » ⁷⁴

De plus, des données récentes publiées par la *Energy Information Administration* (EIA) réaffirment que la récente hausse des prix sera suivie par une légère baisse à l'horizon 2011 (voir Tableau 6) mais elles démontrent également qu'à partir de 2012, les prix devraient commencer à augmenter de nouveau pour retourner aux niveaux élevés connus en 2003 aux États-Unis.

D'ailleurs, selon l'EIA, le prix du gaz naturel aux États-Unis devrait augmenter entre 54 et 97¢/mètre cube entre 2006 et 2025 (en dollars US constants). ⁷⁵ À ce fait ajoutons que :

« En contraste avec les prévisions des prix du gaz américain, on prévoit une croissance annuelle de 5 % des prix du gaz canadien, découlant du réalignement sur les marchés américains...Selon les spécialistes, les prix canadiens augmenteront dans une plus forte proportion que le prix selon les rentrées nettes des ventes aux É.-U., car les prix américains devraient rester stables. » ⁷⁶

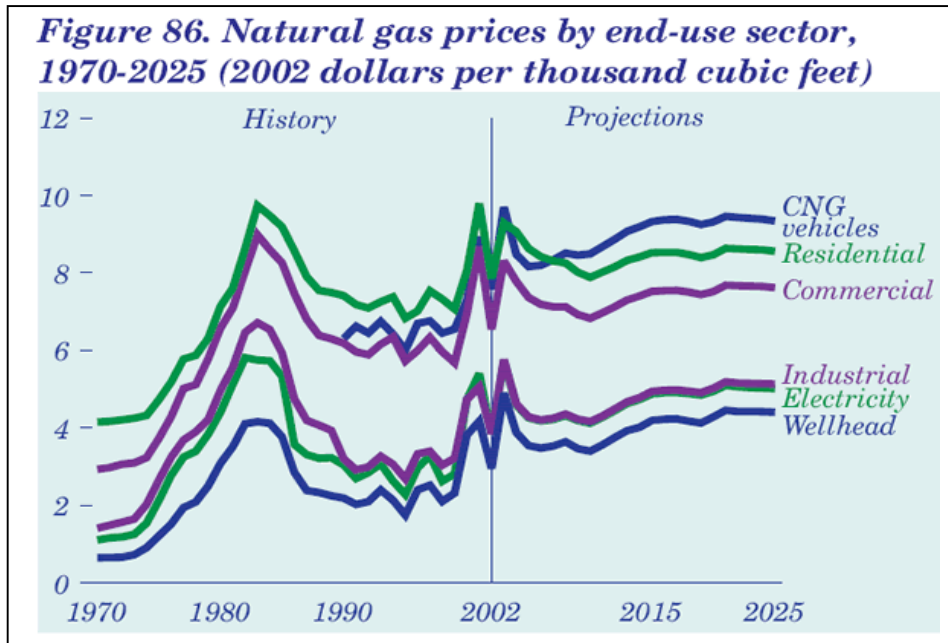
⁷³ Office national de l'énergie, « Le marché du gaz naturel au Canada, Dynamique et prix : Mise à jour », Évaluation du marché de l'énergie, Octobre 2002, p.48.

⁷⁴ *Ibid.*, pp.48-49.

⁷⁵ «The average **end-use price** is projected to increase by **54 cents per thousand cubic feet from 2006 to 2025** (in constant 2002 dollars), compared with a projected increase of **97 cents per thousand cubic feet in the average price of domestic and imported natural gas supplies**. The slower increase in delivered prices reflects continued depreciation of existing infrastructure, increased pipeline utilization, and more imports of [liquefied natural gas] directly into end-use markets.», EIA, *Annual Energy Outlook 2004 with Projections to 2025: Market Trends - Oil and Natural Gas*, disponible au: <http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/gas.html#ngsc>

⁷⁶ RESSOURCES NATURELLES CANADA, « Gaz naturel canadien : perspectives jusqu'en 2005 » disponible au <http://www2.nrcan.gc.ca/es/erb/prb/francais/View.asp?x=447&oid=641>

Tableau 6
Prix réels et prévisions du gaz naturel à l'horizon de 2025
(en dollars constants US de 2002)



Source : Energy Information Administration, Annual Energy Review 2002, DOE/EIA-0384(2002) (Washington, DC, October 2003). Projections: Table A14.⁷⁷

En amont à la volatilité des prix du gaz naturel, nous devons également tenir compte du risque relié à une baisse des réserves des ressources conventionnelles de gaz naturel pour lequel plusieurs experts ont exprimé leurs soucis:

“Although Canada’s natural gas resources appear adequate for the period through 2025, some concerns have been raised about the future viability of finding and developing conventional gas resources. Even though new Canadian gas discoveries in 2001 replaced 106 percent of its gas production, **some producers are concerned that depletion of conventional gas resources might cause development costs to escalate rapidly, especially in the Western Canadian Sedimentary Basin (WCSB), which is the primary source of Canada’s conventional gas supplies**”.⁷⁸ (EIA, 2003: p.53)⁷⁹

⁷⁷ EIA, Annual Energy Outlook 2004 with Projections to 2025, disponible au:

<http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/forecast.html>

⁷⁸ “Canada Replaced 106% of Gas Output in 2001,” *Gas Daily*, Vol. 19, No. 220, Nov. 14, 2002, p. 4; et

Un rapport de l'Office de national de l'énergie confirme que pour assurer une production constante de production de gaz naturel dans le WSBD (et pour compenser le rendement inférieur des branchements) il est nécessaire de forer un nombre croissant de puits.⁸⁰ L'Office note d'ailleurs qu'une croissance de la production gazière nécessite « plus d'effort » qu'auparavant :

Selon l'Office national de l'énergie « ...il semble que les bassins d'Amérique du Nord arrivent à un stade où l'offre réagit rapidement à la baisse aux variations des prix du gaz, **mais où il faut déployer plus d'effort qu'avant pour accroître la production gazière.** Ces caractéristiques amènent beaucoup d'observateurs à s'interroger sur la capacité des producteurs de gaz nord-américains de s'ajuster rapidement à la croissance de la demande à court terme et sur la capacité des approvisionnements classiques de gaz naturel de suivre l'évolution de la demande à long terme. » (Office national de l'énergie, p.45)⁸¹

Somme toute, si l'on tient compte de l'imprévisibilité des prix dans le secteur gazier,⁸² de l'épuisement des ressources gazières (malgré les nouveaux forages), de

and "Canada, Rising Development Costs Threaten Profits," *Petroleum Economist*, Vol. 69, No. 10, Oct. 2002, p. 39, cité dans ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA), 2003. *International Energy Outlook 2003*, May 2003, p.53. Disponible au: www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/index.html.

⁷⁹ Il est également important de noter que: "Concern about WCSB conventional gas resources has also been raised by the rapid production decline of the Ladyfern gas field, which is thought to contain 1 trillion cubic feet of recoverable gas and is the largest onshore gas accumulation found in North America over the past 15 years. By the close of March 2002, 40 Ladyfern wells were producing 785 million cubic feet per day, 5 percent of Canada's natural gas stream. In June 2002, however, the field was producing only 650 million cubic feet per day, and by the end of 2002 it was expected to be producing only 450 million cubic feet per day "OGJ Newsletter: U.S. Imports of Canadian Gas Falling," *Oil&Gas Journal*, Vol. 100, No. 45, Nov. 4, 2002, p. 5. Cité dans EIA, 2003. *op. cit.*

⁸⁰ "An average gas recovery for 2001 connections will be less than 25 percent of the average gas recovery for 1995 connections. These large reductions in gas recovery per connection correlate with the diminishing gas supply response to increasing drilling activity. **To compensate for the lower recovery per connection, an increasing number of wells has to be drilled to increase or even maintain overall natural gas production from the WCSB**". NATIONAL ENERGY BOARD OF CANADA, *Short-term Natural Gas Deliverability from the Western Canadian Sedimentary Basin 2002-2004* (Calgary, Alberta, December 2002), p. 13. Cité dans EIA, 2003. *op. cit.*

⁸¹ OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE, « Le marché du gaz naturel au Canada, Dynamique et prix : Mise à jour », Évaluation du marché de l'énergie, Octobre 2002, p.45

⁸²Selon l'Office national de l'énergie la volatilité des prix devrait connaître une croissance malgré les nouveaux forages: "The dynamic natural gas market is expected to witness continuing fluctuations in gas prices brought on by a variety of factors. However, with the increasing maturity of North American supply basins, many expect that growth in natural gas demand will outpace the growth in conventional gas supplies in the future. This could result in increased volatility in gas prices, not necessarily higher spikes and lower troughs, but rather increased frequency of the reversal in price trends" OFFICE NATIONAL DE

l'impact des GES sur l'atmosphère et de nos engagements de réduction d'émissions, le projet de centrale du Suroît ne fait que nous éloigner de nos objectifs de « sécurité », tant sur le plan environnemental, qu'économique et humain.

4.4) LA FILIÈRE DE PRODUCTION HYDROÉLECTRIQUE

La filière hydraulique devrait jouir d'un plus large appui, ce qui devrait faciliter la réalisation voire même le devancement de certains travaux. Il est cependant nécessaire que la Régie soit consciente des préjugés et des obstacles dont cette filière a été victime, lesquels sont en partie responsables de la crise actuelle et de la venue de projets de centrales thermiques au Québec. Les avantages environnementaux de cette filière sont démontrés aux pièces GRAME-2, doc. 5 et GRAME-2 document 6.

Il s'agit clairement d'une importante filière renouvelable, qui doit demeurer un de fer de lance de la politique énergétique québécoise.

Le contexte énergétique actuel ainsi que les récentes ententes avec plusieurs communautés autochtones devraient faciliter une accélération dans les délais de réalisation des projets.

4.5) LES AUTRES FILIÈRES DE PRODUCTION, NOTAMMENT EN ÉNERGIE RENOUVELABLE, TEL QUE L'ÉOLIEN

Le GRAME soutient que le développement de l'énergie éolienne devrait être accentué fortement, avec un appel d'offre additionnel de l'ordre d'au moins 1 000 autres MW de puissance installée. À l'instar de notre consultante, (GRAME-2, doc.3) **nous estimons que l'élément de complémentarité de la filière éolienne avec la filière hydroélectrique devrait être mis en valeur dans le contexte énergétique québécois :**

L'ÉNERGIE, Oct. 2002, *Canada's Energy Future: Scenarios for Supply and Demand to 2025*, p.43 disponible au:

http://www.neb-one.gc.ca/energy/SupplyDemand/2003/index_e.htm

« Le taux plus faible d'hydraulicité en hiver et la force des vents réduite en été fait du Québec un lieu idéal pour le jumelage de ces deux filières. Ainsi, nous proposons que ces filières renouvelables soient développées conjointement pour combler les besoins énergétiques des Québécois. » (GRAME-2, doc.3 p.18)

D'ailleurs, la *Perspective de développement durable* de 1996 avait également soulevé l'importance de mettre en valeur cet élément de complémentarité et que la filière éolienne pourrait représenter un « un complément intéressant au parc d'Hydro-Québec ». ⁸³

Parmi les options pouvant promouvoir cette filière dans le parc d'HQ, le Gouvernement avait alors demandé à Hydro-Québec qu'il examine la possibilité de mettre en place un programme de « tarification verte », semblable aux *Green pricing programs* aux États-Unis, par lequel les consommateurs pourraient contribuer, de manière volontaire, au développement des filières renouvelables sous-exploitées au Québec, tel que les filières éolienne et solaires. ⁸⁴ Ceci aurait l'avantage additionnel de réduire certaines barrières économiques qui pourraient venir limiter leur développement.

Le GRAME recommande que : en vue de la demande croissante en énergie; dans l'esprit de promouvoir la consommation d'énergie renouvelable au détriment de l'énergie produite à partir de centrales thermiques; et dans une perspective de

⁸³ De manière plus précise le gouvernement du Québec affirmait que « La filière éolienne peut constituer un complément intéressant au parc d'Hydro-Québec, en raison de la coïncidence observée entre la distribution saisonnière de l'énergie éolienne et la demande d'électricité. L'énergie obtenue à partir de la filière éolienne peut également être stockée dans les réservoirs hydroélectriques. Surtout, un potentiel important existe au Québec. **Dans les régions qui bénéficient de ce potentiel, la mise en valeur de la filière éolienne est facilitée par sa grande acceptabilité sociale. Le gouvernement du Québec partage cet intérêt, qui explique les différentes initiatives incluses dans la nouvelle politique énergétique. », GOUVERNEMENT DU QUÉBEC, 1996, *op. cit.* p.48**

⁸⁴ « Le gouvernement souhaite qu'Hydro-Québec étudie la possibilité d'offrir aux consommateurs un programme de « tarification verte », applicable à l'énergie éolienne, à l'image des « green pricing programs » mis en place par plusieurs compagnies d'électricité nord-américaines. Ces programmes consistent à inviter les consommateurs à contribuer, de façon volontaire, au développement des filières énergétiques respectueuses de l'environnement, en autorisant la compagnie d'électricité à prélever un montant additionnel, précisément défini, sur leur facture d'électricité. Une telle approche permet d'impliquer les consommateurs dans les efforts consentis pour accélérer la mise au point des énergies vertes, tout en dégageant des fonds utilisables à cette fin. » *Ibid*

développement durable, que la mise en place d'un tel programme de « tarification verte » soit sérieusement examiné par Hydro-Québec.

Une stratégie forte d'appui au solaire thermique doit également être développée, avec l'objectif de viser l'équivalent de 200 MW d'économie d'électricité au cours des cinq prochaines années.

Pour ce qui a trait à la cogénération, un appel d'offre portant sur ces projets devrait être lancé, avec toutefois comme critère que les projets de centrales thermiques déguisés en projet de cogénération, tel que le projet de Bécancour, soient rejetés. Comme l'avait suggéré le Gouvernement du Québec, les centrales thermiques de cogénération devraient contribuer à réduire et non augmenter les charges polluantes et devraient avoir un contenu important en vapeur qui puisse permettre sa revente :

« Le gouvernement vise à ce que, à un titre ou à un autre, les projets de cogénération **contribuent à réduire les charges polluantes.**

Par ailleurs, dans le cas de la cogénération au gaz naturel, il faut rappeler que la technologie consiste en la production simultanée d'électricité et d'énergie thermique utile, cette dernière étant utilisée pour répondre à des besoins industriels ou de chauffe. La réalisation d'un projet de cogénération au gaz naturel suppose donc que les promoteurs aient l'assurance de marchés, pour vendre la vapeur produite.

Pour le gouvernement, cette complémentarité avec l'industrie est une caractéristique fondamentale des projets de cogénération. Concrètement, cela signifie que les projets **retenus devraient comporter obligatoirement un contenu significatif en vapeur. Dans le cas contraire, ces projets ne constitueraient qu'une façon déguisée de proposer des centrales thermiques au gaz.** »⁸⁵

Dans le cas de la centrale de cogénération de Bécancour, l'objectif de réduire la charge polluante n'est pas rejoint, et le contenu de vapeur n'est pas significatif (puisque la proportion vendue de celle-ci n'atteindrait que 17 %).⁸⁶ Dans son appréciation du projet de cette centrale le BBAPE avait d'ailleurs conclu que « *la quantité de vapeur qui serait produite ne lui permettrait pas de se distinguer des centrales au gaz sans cogénération sur le plan de la performance énergétique* ». ⁸⁷

⁸⁵ GOUVERNEMENT DU Québec, *op cit.*

⁸⁶ BAPE, 2004, Rapport 188, *op. cit.*, p.76.

⁸⁷ *Ibid.*

Le GRAME propose que toute centrale qui, comme la centrale de Bécancour, constitue une centrale thermique déguisée soit exclue des appels d'offres.

4.6) LES IMPORTATIONS

L'importation nette n'est pas une option intéressante ni à long ni à moyen terme. Elle pourrait être acceptable à très court terme, et d'une façon limitée, dans le contexte où la marge de manœuvre serait plus étroite pour une très courte période advenant que les projets de centrales thermiques soient rejetés, le temps que l'ensemble des alternatives aient été mises en place.

Il a été démontré que la population pouvait effacer significativement la demande dans des période de pointe exceptionnelles. Cependant, si la demande le requerrait, à court terme, le recours aux exportations serait préférable à la mise à place des centrales thermiques au Québec, notamment si elles pourraient éviter « une *dépendance* croissante sur des ressources limitées et polluantes qui auraient pour effet de péjorer le bilan environnemental et la qualité de vie des Québécois »⁸⁸, ce qui serait une réalité incontournable si le Suroît allait de l'avant :

« Par ailleurs, il faut reconnaître que le choix de retenir la filière thermique pour répondre à la croissance de la demande en électricité équivaut à accorder un caractère quasi permanent à une solution qui en principe n'est pas privilégiée. Une fois construite, une centrale au gaz fonctionnera pendant plusieurs décennies. »⁸⁹

4.7) LA GESTION DE LA DEMANDE

A l'instar de M. Hennekens,⁹⁰ le GRAME croit fermement que l'adoption d'outils, tels que la modulation des tarifs et l'implantation de compteurs intelligents peuvent contribuer sensiblement à la gestion de la demande.

Il existe également un potentiel de développement de certaines filières renouvelables qui, sans produire d'électricité, peuvent contribuer à la gestion de la demande. Un effort

⁸⁸ Cause R-3526-2004, Pièce GRAME-2, doc.3, p.11

⁸⁹ BAPE, 2004, Rapport 188 *Op.cit.*, p.69

⁹⁰ voir pièce GRAME-2, document 9

significatif devrait être fait vers le solaire thermique, particulièrement, et dans une bien moindre mesure, la géothermie, en considérant ces mesures comme étant équivalentes, sur le plan environnemental, à l'efficacité énergétique.

CONCLUSION : LES ALTERNATIVES AUX CENTRALES DU SUROÏT ET DE BÉCANCOUR

Les projets de centrales thermiques du Suroît ainsi que de Bécancour doivent être rejetée, du fait de leur contribution importante aux émissions de gaz à effet de serre, mais également parce que leurs coûts devraient tendre à augmenter dans le futur, notamment pour l'acquisition des futurs droits d'émission échangeables. Le Dr. Matthew Bramley, directeur du *Pembina Institute*, dans son témoignage d'expert présenté en pièce GRAME-2, doc. 4, souligne l'importance de prendre en compte des émissions de GES dans la planification des choix d'approvisionnement énergétique.

Tel que nous l'avions indiqué lors de la cause R-3473-2001, il est essentiel de développer des énergies renouvelables ainsi que d'adopter des mesures d'économies d'énergie plus ambitieuses à la fois pour répondre aux besoins énergétiques des québécois dans un contexte de développement durable, et pour assurer que le Québec occupe une position de privilège dans le cadre du protocole de Kyoto :

« un plan robuste d'efficacité énergétique parallèle à la production continue d'énergie renouvelable placerait le marché énergétique québécois dans une position privilégiée en vue des crédits de réduction d'émissions de GES qui seront établis sous le Protocole de Kyoto. »

Nous avons démontré, dans le présent mémoire ainsi que dans la preuve de M. Yves Hennekens, la nécessité d'adopter des mesures d'efficacité énergétique et de gestion de la demande plus ambitieuses, lesquelles pourraient, à elles-seules, permettre d'éviter de requérir le projet du Suroît.

En s'appuyant notamment sur le rapport de Mme Romanelli, le GRAME recommande également un développement accéléré des filières renouvelables afin de répondre aux besoins futurs des Québécois :

- La poursuite du développement de la filière hydroélectrique ;

- La tenue d'un nouvel appel d'offres portant sur l'éolien visant, au minimum, à doubler, l'objectif de 1 000 MW contenu dans le premier appel d'offre sur l'éolien;
- La mise en place de vastes programmes visant à favoriser la conversion d'édifices institutionnels et commerciaux au chauffage solaire de l'eau et de l'espace.