



Plan d’approvisionnement 2008-2017 d’Hydro-Québec :
Mémoire amendé du GRAME, deuxième partie

Stratégie d’approvisionnement

déposé le 30 mai 2008
à la Régie de l’énergie

R-3648-2007
(Phase 2)

Préparé par

Mme. Nicole Moreau, analyste environnement et énergie

En collaboration avec

Mme. Valentina Poch, Me. Katerie Beaulnes Belisle et M. Jean-François Lefebvre
Pour le Groupe de recherche appliquée en macroécologie

GRAME-1 document 2, amendé

RESUME

APPROVISIONNEMENTS

Une analyse des options en gestion de la demande permet de constater que l'option d'électricité interruptible a tout intérêt à être développée et celle des groupes électrogènes abandonnée à brève échéance, puisque non concluante à ce jour.

Accumulateurs thermiques et tarification dynamique

Le Distributeur effectue des recherches sur le potentiel des accumulateurs thermiques pour la clientèle du secteur commercial et institutionnel, ce type de potentiel s'apparente à du développement durable intelligent.

En combinant de tels accumulateurs statiques ou dynamiques à une option de tarification différenciée dans le temps pour la clientèle résidentielle, un potentiel technico-économique pourrait être identifié. Cette avenue devrait faire partie de l'évaluation du potentiel des accumulateurs thermiques par le Distributeur en termes de puissance.

Énergie solaire : Le potentiel des accumulateurs thermiques de type solaire pourrait aussi être exploré, tels que les murs capteurs.

Impact de la tarification différenciée dans le temps sur la gestion de la demande

Dans le contexte actuel, l'évaluation du potentiel technico-économique de cette option dans le plan d'approvisionnement du Distributeur doit être reportée au prochain plan d'approvisionnement lorsque les données pour une évaluation appropriée de la performance de cette option seront disponibles.

GESTION DES SURPLUS ENERGETIQUES

Du point de vue du développement durable, il semblerait plus avantageux pour la société québécoise de retourner les surplus énergétiques, lorsqu'ils s'avèrent importants, chez le Producteur (Hydro-Québec Production) puisque celui-ci est mieux positionné pour la revente de surplus en temps opportun, c'est-à-dire lorsque les prix sur le marché sont avantageux.

En ce sens, la Régie devrait baliser cette problématique de gestion des surplus avec une perspective de développement durable. Ce qui signifie la bonne énergie, au bon endroit, au bon moment. En effet, le Distributeur ne peut pas emmagasiner de l'énergie, comme c'est le cas du Producteur qui détient les réservoirs requis pour agir de la sorte, ce que le Distributeur ne peut prétendre.

La récente décision D-2008-076 vient permettre au Distributeur de « stocker » sans frais apparent, pour une période déterminée, les surplus identifiables. Cette option permet de l'avis du GRAME de régler une partie de la problématique de la gestion des surplus dans une perspective de développement durable.

Un comité de travail

Malgré le fait que la décision D-2008-076 permet de régler une partie de la problématique de la gestion des surplus, il serait opportun qu'un comité de travail, composé de l'ensemble des intervenants au présent dossier, soit créé afin de chercher une solution viable à long terme à cette problématique de gestion des surplus énergétiques découlant du plan d'approvisionnement du Distributeur.

Ce groupe de travail aurait comme mandat de se pencher sur l'élaboration d'un mécanisme de gestion des surplus. Mécanisme qui pourrait s'apparenter à la recherche d'entente de stockage avec les fournisseurs du Distributeur.

Le GRAME était d'ailleurs en faveur de la fixation de frais d'entreposage comme moyen de gestion des surplus du Distributeur, solution pouvant être comparée à l'entreposage du gaz naturel liquéfié (GNL).

D'un point de vue strictement économique

L'option de revente des surplus ne semble pas intéressante.

Offres de services de courtage

Le rôle du Distributeur n'est pas de devenir participant ou négociant sur les marchés Il demeure important que la Régie trace une ligne de conduite à cet égard. Par exemple, il faudrait déterminer si la Régie considère le Distributeur comme un éventuel négociant en électricité, si tel est le cas, celui-ci devra développer des outils en gestion de ses surplus qui permettent la revente d'énergie à un prix au moins équivalent à son coût d'achat, ce qui n'était pas le cas en 2007.

La décision de la phase 1 ne se prononce pas sur ce sujet. Le GRAME maintient donc sa demande à cet égard.

MICROPRODUCTION

Le Distributeur a amorcé des échanges avec des intervenants potentiellement intéressés. Il devra explorer différentes pistes avec ses partenaires afin de présenter des solutions viables pour les producteurs.

Enfin, comme il est mentionné dans la section sur les *attributs environnementaux*, dans le cas où le Distributeur pourrait tirer profit du Marché des certificats d'énergie renouvelable (CER), le GRAME souligne l'importance d'élargir le contexte de participation au contexte de la microproduction.

Projets pilotes au Nunavik

Le Distributeur devrait accélérer ses démarches auprès des communautés. En effet, cette tâche demande du temps et doit respecter, dans certains cas, un protocole de communication propre à ces communautés. Le Distributeur devrait s'y attarder tôt dans le processus.

Projet de raccordement de la Romaine

Dans une perspective de développement durable et de réduction des coûts relatifs du projet de la centrale requise à Akulivik, le projet pilote de JED réalisé en parallèle à la construction de cette centrale est nécessaire et souhaitable.

Nouvel appel d'offres de 500 MW réservé

Concernant le partage des primes avec les fournisseurs d'énergie éolienne, cette pratique aurait avantage à être allégée afin de favoriser le retour des « *primes éventuellement reçues dans le cadre de programmes gouvernementaux d'incitation à la production d'énergie renouvelable* » aux communautés participantes. Celles-ci pourraient être utiles à la réalisation de projets en parallèle et soutenir le développement durable de ces communautés. Rappelons à la Régie son rôle en ce qui a trait au développement durable, développement parfois difficile en région éloignée.

REDUCTION D'EMISSIONS DE GES ET CADRE REGLEMENTAIRE CANADIEN EN RA

Une évaluation des économies rencontrées dans le cadre réglementaire du système de crédits devrait être réalisée et incluse à titre de réduction des coûts projetés pour tout projet de JED proposé par le Distributeur. Cette évaluation pourrait être fournie dès que le cadre réglementaire entrera en vigueur, soit en 2009.

Solutions commerciales et partenariats avec les communautés

Comme le Distributeur le mentionne, toute solution commerciale favorisant des partenariats avec les communautés ou permettant l'obtention de subventions et donc la réduction des coûts d'implantation de projets, telle que la subvention offerte par le Programme fédéral écoÉNERGIE pour l'électricité renouvelable, est souhaitable. Nous recommandons cependant d'être vigilant à cet égard, quitte à faire appel à des firmes spécialisées en la matière. Mentionnons que de nombreux programmes existent dans le domaine de la fiscalité des entreprises.

Ces programmes, quoi que non admissibles directement par le Distributeur puisque Hydro-Québec n'est pas assujéti au paiement d'impôts, pourraient intéresser des entreprises désirant développer une expertise en recherche et développement expérimental. Le Distributeur aurait tout avantage à développer des partenariats avec des firmes voulant investir dans des projets en recherche scientifique et développement expérimental.

Une étude devrait être menée par le Distributeur afin de connaître la portée de l'utilisation d'un tel incitatif au Québec, appliqué dans le cadre de partenariats commerciaux.

ÉOLIEN ET GRILLE DES CRITERES NON MONETAIRES

Concernant les projets acceptés à l'ouverture pour l'appel d'offres de 2000 MW 2005/03 éolien¹ et la grille des critères non monétaires². Suite aux développements récents, soit le dévoilement des projets retenus, le GRAME est d'avis que le Distributeur devrait déposer en suivi de ce dossier, une analyse de l'impact de la grille des critères non monétaires sur le choix des projets retenus. En effet, à la lumière de cette analyse, la grille pourrait être modifiée si elle ne favorise pas l'atteinte des objectifs du décret 927-2005 daté du 12 octobre 2005.

~~Il est probablement trop tôt dans le processus actuel du dernier appel d'offres pour déterminer quels seront les projets retenus et quel sera l'impact de la grille des critères non monétaires sur les partenariats créés en les circonstances.~~

Il demeure donc important de pouvoir évaluer les impacts de cette grille sur le développement de projets en partenariat avec les régions et les communautés autochtones.

L'intérêt d'une telle grille est de promouvoir les objectifs du Décret du Gouvernement numéro 927-2005 daté du 12 octobre 2005, concernant les préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées à la Régie de l'énergie à l'égard du second bloc d'énergie éolienne.

TECHNOLOGIES RENOUVELLABLES

Commentaires sur le rapport Les énergies renouvelables

Pour ce qui est de la petite hydraulique, nous sommes en faveur de toute technologie permettant une réduction de la consommation du diesel en réseau autonome, en autant que ces technologies obtiennent un appui favorable des communautés locales et qu'elles soient réalisées dans le respect de l'environnement et de la réduction des impacts sur celui-ci.

Compte tenu des hausses récente du prix du pétrole, le Distributeur devrait réviser les conclusions du rapport en fonction de ces nouvelles valeurs qui augmenteront l'intérêt de l'utilisation de technologies renouvelables particulièrement en réseaux autonomes.

Le Distributeur devrait examiner, pour chacune des technologies renouvelables, quels sont les programmes d'aide qui pourraient être admissibles, le cas échéant, en fonction des entités responsables des projets.

Commentaires sur le rapport du Centre Hélios

L'acquisition d'expertises étant l'une des facettes comportant un défi majeur pour une organisation, le Distributeur devrait se concentrer sur le développement de celles qui sont les plus prometteuses à court terme, soit le jumelage éolien/diesel, la petite hydro et ses programmes en efficacité énergétique, quitte à ajouter des options à moyen et long terme.

¹ Inventaire des soumissions A-O 2005-03 éolien 2000 MW : Liste finale des soumissions acceptées à l'ouverture des soumissions le 19 septembre 2007

² Référence : <http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/decisions/D-2007-59.pdf>

Les conclusions du rapport d'Hélios misent notamment sur le chauffage urbain dans une perspective de transition vers la cogénération.

Quant à l'utilisation de la cogénération, le GRAME émet des réserves dans un contexte où le jumelage éolien/diesel n'est pas encore réalisé en territoire nordique. Le GRAME exprime des réserves quant à l'utilisation de la cogénération dans un contexte où le jumelage éolien/diesel n'est pas encore réalisé en territoire nordique. Pour les réseaux autonomes disposant de biomasse, cette option est cependant intéressante mais génère des émissions atmosphériques importantes comparativement au jumelage avec l'éolien. Pour les régions éloignées ne disposant pas de biomasse, cette option n'est pas avantageuse puisqu'elle nécessite l'importation de matières organiques.

LES ATTRIBUTS ENVIRONNEMENTAUX

Le Distributeur mentionne qu'une des formes d'attributs environnementaux consiste en des « Certificats d'énergie renouvelable (CER) » et en des « Crédits de réduction de Gaz à effet de serre (GES) » et qu'il entend tirer « *le meilleur parti possible des attributs environnementaux associés aux projets d'énergie renouvelable mis sous contrat* ». C'est une approche qui fait sens.

Le Distributeur ayant entamé des démarches afin d'évaluer la possibilité de participer au marché réglementé des CER, celui-ci devrait les documenter et les transmettre sous forme de rapport d'étape à la Régie d'ici la fin de l'année en cours.

Le Distributeur devrait aussi faire des représentations concernant les petites centrales au fil de l'eau qui sont reconnues par les CER des marchés américains, et de toute technologie reconnue sur ces marchés.

Un rapport d'étape annuel pourrait aussi être déposé pour faire état des résultats des démarches effectuées par le Distributeur auprès du gouvernement canadien.

MECANISME DE PERMIS ECHANGEABLES AU CANADA

Le Cadre réglementaire fédéral sur les émissions industrielles

Le Distributeur souhaite poursuivre ses efforts de représentation (Voir *HQD-3, Document 1, Page 51 de 79*). C'est une tâche difficile de représentation au sein des intérêts nettement divergents de l'industrie électrique au Canada.

L'intention du gouvernement est de mettre sur pied un groupe consultatif qui élaborera les lignes directrices des enjeux techniques et opérationnels, reste à déterminer les procédures d'adhésion et de fonctionnement.³ Reste donc à déterminer si le Distributeur rencontrera les conditions d'admissibilité pour faire partie de ce groupe consultatif.

³ Référence : Prendre le virage : Système canadien de crédits compensatoires pour les gaz à effet de serre, Gouvernement du Canada, ISBN 978-0-662-05520-4, mars 2008, Page 4

Le Distributeur devra rendre compte à la Régie de ses obligations relatives au nouveau cadre réglementaire canadien à titre d'entreprise réglementée et assujettie à des normes d'intensité d'émissions de GES. Il devra aussi rendre compte des projets qui s'inscrivent dans le cadre du nouveau système de crédits compensatoires, soit à titre d'attributs environnementaux soit, le cas échéant, à titre de réduction de ses obligations réglementaires. Le Distributeur devrait étudier dans quelle mesure les projets des nouvelles technologies qui sont envisagées dans le cadre des réseaux autonomes peuvent être admissibles comme projets résultant en crédits compensatoires. Cette courte revue met en lumière les difficultés que peut rencontrer le Distributeur à l'échelle canadienne. Les intérêts diversifiés des lobbys industriels canadiens font en sorte que les politiques canadiennes en matière d'énergie « propre » ne s'alignent pas nécessairement avec les intérêts québécois.

D'autre part, avec l'installation possible à Montréal de la Bourse du carbone, l'intérêt des marchés québécois pour la comptabilisation des CER ou des crédits compensatoires sera accru. Le suivi attentif de tous ces aspects demeure important par le Distributeur et par la Régie de l'énergie.

La préparation d'un rapport détaillé sur le sujet serait opportun pour la Régie, celui-ci pourrait être soumis à la Régie et mis à jour annuellement.

Un comité de travail, se réunissant annuellement et incluant des experts en ce domaine pourrait être créé afin de faire le point sur cette situation dans le but de protéger les intérêts du Distributeur et de sa clientèle.

TABLE DES MATIERES

RESUME	3
INTRODUCTION.....	11
APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS ET STRATEGIE	13
Besoins en Puissance.....	13
Potentiel disponible en gestion de consommation	14
<i>L'option de gestion des groupes électrogènes</i>	15
<i>L'option interruptible</i>	16
<i>Utilisation de l'option interruptible</i>	18
<i>Traitement de la réserve associée à l'électricité interruptible</i>	20
Accumulateurs thermiques et tarification dynamique.....	21
<i>Préambule</i>	21
<i>Accumulateurs statiques et dynamiques</i>	22
<i>L'énergie solaire</i>	23
Impact de la tarification différenciée dans le temps sur la gestion de la demande	25
Traitement accordé aux options	28
Loi sur la Stratégie énergétique du Québec	29
Scénario retenu	31
MICROPRODUCTION	35
GESTION DES SURPLUS ENERGETIQUES.....	39
Point de vue du développement durable	39
Responsabilités de la Régie de l'énergie.....	46
D'un point de vue strictement économique.....	47
<i>L'entente cadre</i>	49
<i>Participant dans le marché</i>	50
<i>Offres de services de courtage</i>	50
Conclusions	52
<i>Contexte de gestion et développement durable</i>	52
<i>Gestion cas par cas</i>	53
<i>Flexibilité de revente et balises</i>	54
<i>Statut et rôle du Distributeur</i>	54

JUMELAGE EOLIEN STRATEGIE	55
Projets pilotes au Nunavik.....	55
Projet de raccordement de la Romaine.....	55
Une nouvelle centrale à Akulivik.....	56
Nouvel appel d’offres de 500 MW réservé	57
REDUCTION D’EMISSIONS DE GES ET CADRE REGLEMENTAIRE CANADIEN EN RA	61
Solutions commerciales et partenariats avec les communautés	64
ÉOLIEN ET GRILLE DES CRITERES NON MONETAIRES	67
TECHNOLOGIES ENERGETIQUES RENOUEVELABLES POUR LES RESEAUX AUTONOMES.....	69
Contexte	69
Impact sur les revenus requis du Distributeur	71
Commentaires sur le rapport Les énergies renouvelables	72
Commentaires sur le rapport du Centre Hélios	78
LES ATTRIBUTS ENVIRONNEMENTAUX	83
Mise en contexte.....	83
Contexte du marché réglementé des CER.....	86
<i>Le prix des CER</i>	90
<i>Registre et mise en marché des CER</i>	90
<i>Statut de participant</i>	91
<i>Les CER et la microproduction</i>	92
CREDITS DE REDUCTION DE GES AU CANADA	93
Mécanisme de permis échangeables au Canada.....	93
Le Cadre réglementaire fédéral sur les émissions industrielles	96
Microproduction.....	100
Conclusion.....	100
CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS	103

INTRODUCTION

Le 1er novembre 2007, Hydro-Québec Distribution soumettait à la Régie *sa requête*. Dans sa décision procédurale D-2007-126, datée du 8 novembre 2007, la Régie donnait instruction aux parties de faire parvenir leur demande de statut d'intervenant au plus tard le 27 novembre 2007. C'est dans ce cadre et selon les modalités de cette décision procédurale que le GRAME a introduit et obtenu le statut d'intervenant. Le GRAME souhaite évaluer la compatibilité des choix proposés par le Distributeur pour répondre aux besoins en approvisionnement avec les intérêts de la société québécoise prise dans son ensemble, tant sur le plan social, économique, qu'environnemental.

À ce titre, le GRAME a donné mandat à Mme Nicole Moreau, analyste en environnement et énergie, d'évaluer l'ensemble des éléments identifiés dans la demande d'intervention du GRAME, soit :

L'impact sur plan d'approvisionnement des modifications amenées par la *Loi concernant la mise en œuvre de la stratégie énergétique du Québec et modifiant diverses dispositions législatives, L.Q. 2006, c.46 e.*

L'évaluation de la demande et l'impact du PGEÉ sur celle-ci, présentés dans le premier mémoire du GRAME.

Les outils disponibles permettant de maximiser la part d'énergie renouvelable dans les futurs approvisionnements et les revenus découlant du programme fédéral ÉcoÉNERGIE.

Analyser brièvement les options de gestion de la consommation «groupes électrogènes de secours» et «électricité interruptible».

Se prononcer sur la problématique des réseaux autonomes, en considérant des stratégies de réduction des émissions et du développement d'éoliennes – diesel (JED) et discuter des appels d'offres en voie d'être lancés, notamment celui de 500 MW qui s'adressera aux municipalités et aux communautés autochtones.

D'une manière globale, le présent rapport vise à intégrer la prise en compte des considérations de développement durable dans les aspects mentionnés ci-haut du plan d'approvisionnement.

D'une manière globale a aussi été abordé, en parallèle des thèmes principaux, l'impact de la nouvelle réglementation fédérale concernant les émissions atmosphériques et les moyens et outils s'y référant pour les réduire à moindre coût, de même que les outils commerciaux pouvant servir à réduire les coûts de technologies autrement non rentables.

Concernant la microproduction, Mme Valentina Poch, directrice du GRAME, a été retenue pour élaborer cette partie du rapport.

Nous remercions toute l'équipe de révision et d'aide à la recherche, sans quoi ce rapport n'aurait pu être complet, soit notre procureur, Me Geneviève Paquet, Mme Valentina Poch, directrice du GRAME et Jean-François Lefebvre, analyste pour le GRAME.

Concernant la revue historique du cadre réglementaire canadien, soulignons l'excellente participation de Me Kateri Beaulne Belisle.

APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS ET STRATEGIE

Besoins en Puissance

Préambule

5.3.2 Besoins en puissance

Pour rétablir l'équilibre en puissance à long terme, le Distributeur entend entreprendre une série d'actions dont l'ordre de priorité est établie de la façon suivante :

1. Augmenter le recours aux moyens actuellement utilisés Distributeur entend d'abord explorer la possibilité d'augmenter la contribution des deux moyens actuellement privilégiés, soit l'électricité interruptible et le potentiel d'achats sur les marchés de court terme.

Année après année, le programme d'électricité interruptible suscite un intérêt important chez la clientèle visée. Les quantités d'électricité interruptible proposées au Distributeur oscillent autour de 800 MW.

Chaque année, une portion des clients abandonnent le programme et d'autres y adhèrent. Le Distributeur conclut que les moyens techniques d'interruption sont en place dans l'industrie et qu'il serait possible, au besoin, d'augmenter la contribution de ce type de programme. La possibilité de compter sur 1 000 MW – soit 200 MW de plus qu'actuellement – sera explorée.

Référence : HQD-1, Document 1, page 32

Le GRAME est préoccupé par l'abandon du programme d'électricité interruptible par la clientèle visée. Notez que ce programme est particulièrement intéressant d'un point de vue environnemental, puisqu'il permet un déplacement de charge d'une période de pointe vers une période hors pointe. C'est de loin une option supérieure à celle des groupes électrogènes de secours qui produit des émissions atmosphériques importantes de même que du bruit, notamment en milieu urbain.

À cet égard le Distributeur mentionne vouloir « Augmenter le recours aux moyens actuellement utilisés ». Le Distributeur souligne vouloir explorer « la possibilité d'augmenter la contribution des deux moyens actuellement privilégiés, soit l'électricité interruptible.... ».

Le GRAME approuve cette intention et souligne que la recherche de moyens afin d'augmenter la contribution de l'option de l'électricité interruptible pour les besoins en puissance est une avenue prometteuse qui fait sens.

Potentiel disponible en gestion de consommation

Le GRAME souhaitait analyser et discuter de la pertinence de conserver l'option de gestion de la consommation « groupes électrogène de secours » dans le but de satisfaire les besoins en pointe. En effet, le GRAME s'est positionné à cet égard au dossier R-3603-2006 et souhaitait poursuivre son analyse au présent dossier. Suite à la décision de la Régie, le GRAME ne remettra pas en cause l'option comme telle, mais émettra des commentaires sur la part qu'occupe cette option en regard de l'effritement de la part qu'occupe l'option de l'électricité interruptible dans le plan d'approvisionnement. Le fait est que l'une influence directement l'autre, puisqu'elles sont utilisées séquentiellement par le Distributeur.

Au dossier R-3603-2006, le GRAME s'était opposé à la mise en place de l'option groupe de secours, puisque celle-ci était offerte de façon séquentielle « au prorata des clients inscrits et donc au détriment d'autres options plus acceptables environnementalement comme l'option interruptible ».

Le GRAME se positionnait comme suit :

« L'option d'utilisation des groupes électrogènes de secours ne répond en aucun cas aux objectifs de la Stratégie énergétique du Québec 2006-2015 pour trois raisons : (1) elle génère des gaz à effet de serre, (2) elle implique une utilisation inadéquate de la ressource énergétique et (3) augmente l'utilisation de produits pétroliers.

Le balisage des options de gestion chez le distributeur Hydro-Sherbrooke nous a permis de constater de nombreuses lacunes dans le projet d'Hydro-Québec Distribution d'offrir une nouvelle option à sa clientèle.

Plusieurs points restent en suspens dans la proposition d'HQD : (1) implications environnementales et normatives, (2) programme d'évaluation et de mesurage des répercussions environnementales pour chacun des clients admissibles, (3) structure décisionnelle favorisant l'option des groupes électrogènes au prorata des clients inscrits et donc au détriment d'autres options plus acceptables environnementalement comme l'option interruptible. Ce que ne fait en aucun cas Hydro-Sherbrooke. »

Référence : Dossier R-3603-2006, pièce C-3-3 GRAME preuve, page 2

Le GRAME y voyait un concurrent direct à l'option interruptible, nettement plus avantageuse d'un point de vue environnemental. En effet, les efforts que doit réaliser la clientèle pour maintenir la gestion de leur production en fonction de l'option interruptible doivent être compensés par l'utilisation de cette option par le Distributeur. Le fait qu'une autre option soit disponible réduisait nécessairement, dans une proportion équivalente, l'utilisation de cette option par le Distributeur puisque la séquence d'utilisation était chacun son tour, contrairement à Hydro-Sherbrooke qui utilisait cette option (GES) en dernier recours, soit après l'interruptible.

L'option de gestion des groupes électrogènes

Tel que le souligne le distributeur en réponse à une question du GRAME (Question 1.2, HQD-3, Document 6, Pages 3 et 4 de 55) :

« L'adhésion des clients à l'option d'électricité interruptible est principalement conditionnée par les bénéfices que ceux-ci anticipent retirer de l'option en comparaison avec la valeur accordée à la production qui sera interrompue. Les clients doivent considérer les modalités de l'option, les contraintes d'opération et le contexte économique dans lequel ils opèrent. »

Le Distributeur ne croit cependant pas que « l'utilisation « intermittente » de l'option de gestion des groupes électrogènes a eu un impact sur l'abandon du programme d'électricité interruptible par certains clients notamment compte tenu de la très faible contribution des groupes électrogènes » (Réponse Question 1.2, HQD-3, Document 6, Pages 4 de 55). La réponse est intéressante. La très faible contribution des groupes électrogènes fait en sorte que l'utilisation intermittente a peu d'impacts.

Le GRAME se réjouit du fait que l'option de gestion des groupes électrogènes n'a pas créé d'enthousiasme chez la clientèle visée. En effet, le Distributeur mentionne également, en réponse à une demande du GRAME, que « Le programme des groupes électrogènes de secours a suscité peu d'intérêt chez les propriétaires de groupes électrogènes et sa contribution n'est pas suffisante pour apparaître au bilan. »⁴ Les raisons invoquées par le Distributeur confirment les appréhensions du GRAME au dossier R-3603-2006 : « Au delà des modalités du programme, les contraintes d'utilisation au niveau de la clientèle (bruit, gaz d'échappement), semblent davantage expliquer le peu de succès de ce programme. »⁵ En effet, la clientèle participante pour l'hiver 2005-2006 était industrielle et située en zone urbaine, ce qui explique les problèmes de bruit et de gaz d'échappement rencontrés par celle-ci :

Pour l'hiver 2005-2006, les clients provenaient des secteurs commercial, institutionnel et industriel. Pour l'hiver 2006-2007, les deux clients participants étaient des clients industriels. Tous les clients étaient situés en zone urbaine.

Référence : B- 19, HQD-3, Document 6, Page 6 de 55, Réponse 2.4

Le Distributeur mentionne que l'expérience de l'option groupes électrogènes est peu concluante. Le GRAME utiliserait plutôt le terme « concluante », puisqu'elle ne suscite pas l'intérêt escompté par le Distributeur, mais plutôt des préoccupations environnementales émergentes de la société québécoise de plus en plus responsable à cet égard.

⁴ B-19 - HQD-3, Document 6, Pages 6 de 55, réponse 2.1

⁵ B-14 - HQD-3, Document 1 Page 25 de 79, réponse 17.1

L'expérience en cours avec les groupes électrogènes est, pour le moment, peu concluante. Le programme a suscité peu d'intérêt chez les propriétaires de groupes électrogènes et sa contribution n'est pas suffisante pour apparaître au bilan de puissance. En fonction de l'évolution de l'intérêt que suscite ce programme, et de la quantité de puissance que le Distributeur peut mobiliser, l'avenir de ce moyen ou ses modalités d'application pourront être réexaminés.

Référence : HQD-1, Document 1, page 33

Le GRAME encourage donc le Distributeur à effectivement réexaminer l'avenir de cette option, ou le cas échéant certaines de ses modalités d'application.

L'option interruptible

Contexte

Le Distributeur mentionne également que l'utilisation de l'option interruptible peut être réduite si les températures sont plus élevées que les moyennes saisonnières. Donc, l'utilisation de l'option est l'un des facteurs qui influence l'adhésion de la clientèle à cette option. Le Distributeur mentionne, en réponse à une demande du GRAME⁶, avoir introduit de nouvelles dispositions tarifaires, approuvées par la Régie (D-2006-163) pour cette option s'adressant à la clientèle de grande puissance :

Les modifications proposées par le Distributeur semblent rétablir l'intérêt des clients à participer à cette option. Cette option est intéressante de par son court préavis et présente un avantage environnemental indéniable en évitant de la production pour la pointe ou des importations. »

Référence : R-3603-2006, D2006-149, page 7

Concernant l'option interruptible, le GRAME était en faveur de ces modifications au dossier R-3603-2006 dans la mesure où elles favorisaient l'adhésion à cette option et le maintien de son potentiel. Le GRAME est toujours en faveur de la recherche de nouveaux moyens ou modalités d'application pour favoriser l'expansion de cette option.

⁶ HQD-3, Document 6, Pages 3 et 4 de 55, Question 1.3

Concernant l'option interruptible le GRAME avait pris position au dossier R-3603-2006 comme suit :

« Le GRAME soutient les modifications apportées à l'option interruptible dans la mesure où elles favorisent le maintien du potentiel de cette option et en favorise son déploiement.

Le GRAME demande donc à la Régie d'autoriser les changements apportés à l'option interruptible grande puissance mais de ne pas autoriser le Distributeur à offrir une deuxième option, soit celle des groupes électrogènes de secours.

D'autres options

Le GRAME est d'avis qu'il est possible d'élargir le programme d'électricité interruptible, notamment en y intégrant un volet permettant à des institutions ou autres clients d'adopter des programmes de gestion de la demande en échange de compensations tarifaires.⁷

Le GRAME est d'avis que d'autres options permettant d'influencer, à distance, la période de démarrage de certains appareils (tels les chauffe-eau), doivent être envisagées.

À EVITER : Le développement de l'autoproduction avec les centrales thermiques

Une autre implication particulièrement dommageable d'un programme visant la production d'électricité à partir de groupes électrogènes est qu'elle favorise le développement de l'autoproduction avec les centrales thermiques les plus inefficaces et les plus polluantes disponibles au Québec.

Le GRAME demande donc à la Régie d'exiger du Distributeur de faire la preuve qu'un programme visant la production d'électricité à partir de groupes électrogènes n'est pas de l'autoproduction thermique, et que celui-ci n'entraînera aucune réduction sur la place susceptible d'être occupée par les énergies renouvelables dans l'autoproduction, ainsi que pour tout futur programme favorisant la microproduction. »

Référence : Dossier R-3603-2006, pièce C-3-3 GRAME preuve, page 3

Le GRAME recommande le suivi de cette option afin de favoriser notamment l'adhésion de la clientèle grande puissance à cette option. La recherche de solutions avec la collaboration de l'industrie est souhaitable, tel que le Distributeur l'a fait par le passé.

⁷ Dans un projet-pilote mené par Milton-Hydro, une école participante a ainsi réduit significativement sa consommation d'électricité durant plusieurs heures dans le cadre d'un programme de gestion de la demande.

Utilisation de l'option interruptible

Par ailleurs, on constate donc une légère augmentation en termes de nombre de clients et de MW effectifs ayant adhéré à l'option d'électricité interruptible entre les années 2004-2005 (21 clients, 722 MW), 2005-2006 (20 clients, 673 MW) et l'hiver 2006-2007 (22 clients, 739 MW).

TABLEAU 2
BILAN D'ADHÉSION

Secteurs	2003-2004		2004-2005		2005-2006	
	Nombre de clients	MW effectifs	Nombre de clients	MW effectifs	Nombre de clients	MW effectifs
Industrie forestière	10	462	8	290	7	293
Mines et métallurgie	6	160	6	249	6	196
Chimie	7	203	5	175	5	177
Autres	2	7	2	7	2	7
Total	25	832	21	722	20	673

Référence : Dossier R-3603-2006, HQD-1, Document 1, Page 8 de 62

Concernant l'utilisation de l'option par le Distributeur, on constate qu'à l'hiver 2005-2006, il n'y a eu aucune interruption, donc utilisation de l'option par le Distributeur, contrairement à 3,12 GW/h en 2003-2004 et 2,90 GW/h pour l'hiver 2004-2005.

Selon l'information fournie par le Distributeur en réponse à une demande de renseignements du GRAME, il y aurait eu 20 interruptions en 2006-2007 pour un total de 47 529 MW/h, ce qui est nettement supérieur à toutes les données antérieures. Le GRAME est favorable, mais se demande s'il n'y a pas une erreur d'interprétation dans la réponse fournie par le Distributeur et s'il ne s'agirait pas plutôt de KW/h. Le Distributeur nous a également fourni un tableau faisant état du nombre de clients ayant adhéré à cette option pour la période 2006-2007.⁸

Tableau R-1.5
Clients à l'option d'électricité interruptible pour la période d'hiver 2006-2007

Nombre de clients	kW nominaux	kW effectifs (après pertes)	
22	819 892	739 000	
Nombre d'interruptions	Total énergie (en MWh)	Total énergie - 40 premières heures	Total énergie - 60 heures suivantes
20	47 529	29 560	17 969

Référence : Réponse Question 1.5, HQD-3, Document 6, Pages 5 de 55

⁸ Réponse Question 1.5, HQD-3, Document 6, Pages 5 de 55)

2.1.3. Utilisation de l'option

- 1 Le tableau 3 présente le bilan d'utilisation de l'option d'électricité interruptible
- 2 depuis le mois de décembre 2003. Le Distributeur a eu recours à l'option à trois
- 3 reprises, soit le 8 et le 15 janvier 2004 ainsi que le 20 décembre de cette même
- 4 année. En retour de ces interruptions, le Distributeur a remis environ 1,8 M\$ en
- 5 crédits aux clients participants.

TABLEAU 3
BILAN D'UTILISATION

Date	Heures	MW effectifs	GWh interrompus	Crédits (\$)
2003-2004				
2004-01-08	6h30 à 9h30	508	1,60	479 492
2004-01-15	19h00 à 22h00	506	1,52	455 063
Total	6		3,12	934 555
2004-2005				
2004-12-20	16h30 à 20h30	726	2,90	871 460
Total	4	726	2,90	871 460
2005-2006	0	0	0	0
Total	10	de 506 à 726	6,02	1 806 015

Original : 2006-05-12

HQD-1, Document 1
Page 8 de 62

Le GRAME se réjouit de l'augmentation de l'utilisation de l'option par le Distributeur, puisque cette option est avantageuse d'un point de vue environnemental et est en faveur du maintien de cette option de même que son expansion.

Traitement de la réserve associée à l'électricité interruptible

Changement de traitement de la réserve associée à l'électricité interruptible

Le Distributeur a apporté un changement dans le traitement de la réserve associée à l'électricité interruptible afin d'harmoniser ses pratiques avec celles utilisées dans les exercices de fiabilité présentés au NPCC. Dorénavant, la réserve applicable à l'option d'électricité interruptible sera inscrite à même la réserve requise, alors qu'auparavant celle-ci était prise en compte en réduisant la contribution de cette option au bilan de puissance.

Compte tenu des contraintes liées à l'utilisation de l'électricité interruptible, le Distributeur retient une réserve de 30 % applicable à la puissance que le Distributeur peut interrompre.

(...)

L'impact de ce changement sur le taux de réserve varie de 0,5 % à 0,7 %, selon l'horizon observé. Il est plus faible lors de l'hiver 2007-2008 puisque le Distributeur a besoin de moins d'électricité interruptible que lors des années subséquentes, pour équilibrer son bilan de puissance.

Référence : HQD-1, Document 1, page 23

Concernant le changement de traitement de la réserve associée à l'électricité interruptible, le GRAME est en faveur de ce changement, de même qu'un traitement équivalent, si ce programme est conservé dans l'avenir, au programme des groupes électrogènes de secours, tel que le mentionne le Distributeur⁹ en réponse à une demande du GRAME.

⁹ Référence : Réponse Question 2.1, HQD-3, Document 6, Pages 6 de 55

Accumulateurs thermiques et tarification dynamique

Préambule

Il s'agit de définir les potentiels disponibles en gestion de consommation, incluant notamment, le coût des moyens disponibles, les effets de reprise en charge s'il y a lieu, ainsi que la pénétration potentielle de chaque mesure.

Selon des évaluations préliminaires, le principal potentiel serait relié à l'installation d'accumulateurs thermiques chez les clients du secteur commercial et institutionnel. Les premières évaluations indiquent que le potentiel théorique s'élève à environ 200 MW. Toutefois, des analyses plus poussées devront être menées dans les prochains mois afin d'évaluer la portion exploitable commercialement dans un horizon de 3 à 5 ans et d'estimer l'impact de cette mesure sur le bilan de puissance du Distributeur.

Référence : HQD-1, Document 1, pages 42 et 43

Concernant le potentiel des accumulateurs thermiques pour la clientèle du secteur commercial et institutionnel, le GRAME est nettement en faveur des recherches qu'effectue le Distributeur dans cette direction. Ce type de potentiel s'apparente à du développement durable intelligent.

Le GRAME est en faveur de la poursuite des analyses en ce domaine et de l'évaluation de la portion exploitable commercialement des accumulateurs thermiques dans le bilan de puissance du Distributeur et demande à la Régie d'entériner les efforts faits par le Distributeur en la matière.

Selon le Distributeur¹⁰, seuls les accumulateurs thermiques ont un potentiel technico-économique de réduction de puissance. Toujours selon le Distributeur, les options de tarifications différenciées et les outils de mesure de la consommation permettraient d'inciter cette clientèle au déplacement de la charge.

Cependant, de notre compréhension, un déplacement de charge agit de la même manière que l'option interruptible et pourrait être associé à un potentiel technico-économique de réduction de puissance.

Nous comprenons cependant qu'il serait prématuré d'évaluer un tel potentiel avant les résultats du projet pilote. Le GRAME suivra de près ce potentiel technico-économique, puisqu'il semble être l'un des moyens applicable à la clientèle résidentielle.

¹⁰ HQD-3, Document 6, Pages 8 de 55, Réponse 3.1,

Accumulateurs statiques et dynamiques

Le Distributeur mentionne par ailleurs que : *Mis à part les accumulateurs thermiques, le Distributeur peut toujours utiliser l'option d'électricité interruptible qui est offerte aux clients institutionnels, commerciaux et industriels*¹¹. Ainsi, l'option d'interruption est assimilée à une réduction de puissance. Nous comprenons cependant que dans le cas de la tarification différenciée, la charge est déplacée par la clientèle et non interrompue par le Distributeur. Cette différence fait en sorte qu'un risque, ou une marge de manœuvre, doit être pris en compte dans ce calcul du potentiel de réduction de puissance.

Concernant les accumulateurs thermiques, mentionnons qu'il en existe différents types selon le type de chauffage envisagé. En ce qui concerne les « accumulateurs statiques et dynamiques », mentionnons que ce type de technologie permet l'accumulation de chaleur aux heures hors pointe afin de restituer cette chaleur lors des heures de pointe d'utilisation. Cette technologie s'apparente à l'interruptible mais s'adresse au chauffage au lieu de la production. Il peut s'agir de radiateur électrique à accumulation. Ce type d'accumulateur thermique peut, de par sa conception, être utilisé notamment à plus petite échelle par la clientèle résidentielle. Certains radiateurs statiques et dynamiques existent sur le marché, tels que le « Thermoline » et le « Masserline »¹².

« Les accumulateurs dynamiques sont particulièrement indiqués pour être placés dans des locaux tels que living, cuisine, bureaux, magasins, etc .. Ces appareils chargent automatiquement la chaleur produite par le courant électrique durant les heures creuses et la restituent durant la journée grâce à des ventilateurs dirigés par un thermostat. Un chauffage complémentaire direct et confortable, par ex. durant l'entre-saison, est assuré par une résistance de jour incorporée. Le chargement de l'appareil peut se faire par un régulateur de charge manuel ou automatique. »

Référence ; Site Web de Master : Chauffage électrique par accumulateur statique et dynamique, http://www.masser.be/fr/accumulateur_statique_dynamique.htm

En combinant de tels accumulateurs statiques ou dynamiques à une option de tarification différenciée dans le temps pour la clientèle résidentielle, un potentiel technico-économique pourrait être identifié. Cette avenue devrait faire partie de l'évaluation du potentiel des accumulateurs thermiques par le Distributeur en termes de puissance en tenant compte du fait qu'il serait combiné à une option de tarification différenciée dans le temps, incluant les outils de communication et de compilation des données nécessaires, soit notamment les compteurs avancés ou toute autre technologie pertinente.

¹¹ Référence : Réponse Question 3.2, HQD-3, Document 6, Pages 9 de 55

¹² Référence ; Site Web de Master : Chauffage électrique par accumulateur statique et dynamique, http://www.masser.be/fr/accumulateur_statique_dynamique.htm

L'énergie solaire

Préambule

*Un **mur capteur** ou **accumulateur thermique** est un mur construit dans un matériau apte à recevoir et à stocker la chaleur (ou le froid) qu'il peut ensuite restituer en se comportant comme une source de chaleur (ou de fraîcheur)*

Cette technique consiste à mouler sans compactage des briques avec de la terre et à les laisser sécher au soleil. Les briques crues, sans compactage ou comprimées à l'aide d'une presse font des bons accumulateurs thermiques

*Un **mur Trombe** est un mur capteur-accumulateur qui comporte des orifices dans ses parties basse et haute. Le phénomène de thermocirculation (ascendance de l'air entre la vitre et le mur) se produit sous l'effet de l'absorption solaire; une boucle convective s'établit naturellement avec transfert de chaleur vers l'intérieur grâce à un mouvement permanent de l'air.*

Référence : <http://www.outilssolaires.com/Glossaire/prin-4installations.htm>

Toujours concernant les accumulateurs thermiques, le GRAME demande au Distributeur d'explorer également le potentiel technico-économique des techniques énergétiques de type renouvelable, tels que les murs capteurs.

Ceux-ci s'apparentent au principe d'énergie solaire passive ne nécessitant pas d'apport énergétique extérieur pour fonctionner. Ce type d'accumulateur pourrait être étudié à la fois pour la clientèle commerciale et industrielle, qui dispose fréquemment de grandes surfaces murales pouvant servir à stocker de la chaleur ou éventuellement de la fraîcheur en période estivale ou lorsque nécessaire pour le type de production.

Impact de la tarification différenciée dans le temps sur la gestion de la demande

Préambule

1.1 Stratégie énergétique du Québec

1 Dans la stratégie énergétique du Québec 2006-2015¹, le « gouvernement
2 souhaite qu'Hydro-Québec implante progressivement chez la clientèle
3 résidentielle une tarification selon la saison et l'heure d'usage et présente une
4 demande à la Régie de l'énergie en ce sens en 2007. Ces propositions ne
5 devront pas avoir pour impact d'augmenter la facture globale de l'ensemble des
6 consommateurs. Une telle tarification, déjà en vigueur ailleurs dans le monde,
7 donnerait des outils au consommateur pour mieux contrôler sa facture
8 d'électricité. Elle constituerait sans nul doute un excellent moyen de réduire la
9 demande de pointe. »

1.2 Décision D-2007-12

10 Dans sa décision D-2007-12, « la Régie demande au Distributeur de présenter,
11 lors du prochain dossier tarifaire, une proposition de réforme pour les tarifs
12 domestiques, qui explore les options de tarification saisonnière et différenciée
13 dans le temps ». En outre, la Régie « est intéressée par la tarification dynamique
14 qui pourrait être associée à la lecture par radiofréquence »².

1.3 Types de tarification dynamique

15 La tarification dynamique implique une variation des prix de l'énergie en fonction
16 de différentes périodes de temps (saison, mois, jour, heure). Les prix reflètent
17 alors la variabilité des coûts d'approvisionnement, et dans certains cas de

¹ Voir <http://www.mrnf.gouv.qc.ca/publications/energie/strategie/strategie-energetique-2006-2015.pdf>, page 57.

² <http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/decisions/D-2007-12.pdf>, page 84.

1 réseaux, en fonction des périodes pointe et hors pointe ou, ultimement, en
2 fonction des prix horaires de marché.

3 Deux éléments distinguent les principales options de tarification dynamique l'une
4 de l'autre : la variabilité des prix et la variabilité des périodes où les prix
5 s'appliqueront. Tel que l'illustre le tableau suivant, plus les paramètres de l'option
6 tarifaire sont fixes moins elle comporte de risques pour le client.

Référence : Dossier R-3644-2007, pièce HQD-12, Document 5, Page 6 de 135

Selon le Distributeur, « Une telle tarification, déjà en vigueur ailleurs dans le monde, donnerait des outils au consommateur pour mieux contrôler sa facture d'électricité. Elle constituerait sans nul doute un excellent moyen de réduire la demande de pointe. »

Le GRAME était préoccupé par le fait qu'éventuellement l'introduction d'une option de tarification dans le temps aurait un impact sur le plan d'approvisionnement 2008-2017 du Distributeur. Dans la décision D-2008-024 rendue en date du 26 février 2008, notons que la Régie autorise le Distributeur à mener à terme son projet de tarification différenciée dans le temps en y apportant certaines modifications comme l'écart entre les prix en pointe et hors pointe retenu pour calibrer les tarifs DA et DB, l'écart de 1,5 ¢/kW étant jugé insuffisant pour inciter un changement de comportement de la clientèle. Le GRAME s'était d'ailleurs positionné en faveur d'une différenciation plus importante entre la tranche supérieure et la tranche inférieure des tarifs, de même qu'en faveur de tester une technologie (compteurs avancés) permettant d'envoyer un signal de prix à la clientèle, ce que la Régie a demandé également pour l'une des options du projet et ce, à la satisfaction du GRAME.

Toutefois, le GRAME est d'avis que l'écart de 1,5 ¢/kWh entre les prix en pointe et hors pointe retenu pour calibrer les tarifs DA et DB est insuffisant en tant qu'incitatif financier pour stimuler un changement d'habitudes de consommation d'électricité auprès des clients résidentiels

Décision : La Régie autorise le Distributeur à mener à terme le projet de TDT.

Tout d'abord, la Régie estime que l'écart de 1,5 ¢/kWh entre les prix en pointe et hors pointe retenu pour structurer les tarifs DA et DB envoie un signal de prix insuffisant pour amener un changement de comportement durable.

Décision : La Régie demande au Distributeur d'utiliser la version alternative du tarif DB soumise en réponse à une question de la Régie. Ce tarif présente un écart de 2,2 ¢/kWh entre les prix en pointe et hors pointe en hiver.

Référence : D-2008-024, R-3644-2007, 2008 02 26, Pages 104 et 105

En réponse à une demande du GRAME, le Distributeur mentionne ne pas être en mesure d'évaluer la situation et que l'évaluation du potentiel de déplacement de charge est prématurée. Le Distributeur mentionne également que « Les éventuels impacts seraient reflétés dans le plan d'approvisionnement 2011-2020 ». Dans la mesure où les résultats du projet pilote sont à venir et que les éventuels impacts seraient reflétés dans le prochain plan d'approvisionnement, nous comprenons que le Distributeur ne souhaite pas se positionner sur le sujet et identifier un potentiel, soit un impact sur la demande en énergie à un horizon de cinq à dix ans et ce, même si son plan d'approvisionnement s'échelonne de 2008 à 2017, soit après l'implantation d'une telle option de tarification différenciée.

Dans cette optique, le GRAME souligne qu'une telle tarification aura un impact sur la gestion de la demande en puissance et probablement aussi en énergie à l'intérieur de ce cadre 2008-2017. L'impact pourrait être mineur s'il s'avérait que la clientèle du Distributeur ne se mobilise pas en grand nombre pour adhérer à cette option et que l'option demeure optionnelle.

Réponse : 4.1 : Le Distributeur rappelle qu'il a proposé, dans le cadre de la cause tarifaire 2008-2009 (R-3644-2007), un projet pilote de tarification différenciée dans le temps dont l'objectif premier est de mesurer, d'une part, les déplacements de charge des clients des heures de pointe vers les heures hors pointe ainsi que, d'autre part, la charge au cours des heures critiques. Le Distributeur évaluera également si, et dans quelle mesure, les clients qui adhèrent à une tarification dynamique réduisent globalement leur consommation d'électricité.

Ce projet pilote, d'une durée prévue de 2 ans, n'a pas encore été approuvé par la Régie. Si la Régie approuvait le projet pilote, les résultats finals ainsi que les recommandations quant au déploiement de la tarification différenciée dans le temps ne seraient présentés que lors de la cause tarifaire 2011-2012.

Dans ce contexte, il est prématuré de présumer du type de tarification dynamique qui pourrait être offerte par le Distributeur et, a fortiori, des impacts qu'elle aurait sur la demande en énergie et en puissance de la clientèle.

Les éventuels impacts seraient reflétés dans le plan d'approvisionnement 2011-2020.

Référence : HQD-3, Document 6, Pages 11 et 12 de 55, réponse 4.1

Dans ce contexte, le GRAME remet à plus tard son évaluation du potentiel technico-économique de cette option dans le plan d'approvisionnement du Distributeur. Le cas échéant, le Distributeur en tiendra compte dans le prochain plan d'approvisionnement lorsque les données pour une évaluation appropriée de la performance de cette option seront disponibles.

Le GRAME soutient cependant qu'une telle option constitue un potentiel disponible en gestion de consommation et que le Distributeur devra éventuellement en tenir compte dans son plan d'approvisionnement.

Traitement accordé aux options

Préambule

Selon le Distributeur, toute mesure de gestion de la consommation sous son contrôle direct en temps réel devrait être traitée explicitement dans le Plan à titre de moyen d'approvisionnement. C'est le cas de l'option d'électricité interruptible.

Ces moyens de gestion de consommation, disponibles sur appel, sont abordés à la section 4.8 du Plan d'approvisionnement. Ils sont actuellement les seuls moyens de cette catégorie pouvant être utilisés par le Distributeur.

Les autres moyens de gestion, qui ne sont pas sous le contrôle direct du Distributeur, sont traités de la même façon que les économies d'énergie : ils sont pris en compte à même la prévision de la demande. Dans cette catégorie on retrouve actuellement la bi-énergie résidentielle. Le tableau 2A-12 montre l'effacement à la pointe qui en résulte

Référence : HQD-1, Document 2 Annexe 2A Page 63 de 291

Le GRAME s'est demandé de quelle manière le déplacement de charge résultant d'une tarification différenciée dans le temps devrait être traité dans le plan d'approvisionnement du Distributeur. De notre compréhension, une tarification différenciée dans le temps permettrait, si elle était offerte à la clientèle résidentielle, de réduire la demande de pointe, tel que l'option d'électricité interruptible le permet.

Une option de tarification différenciée dans le temps qui n'offre pas de garantie d'effacement en pointe ne peut être considérée comme un moyen de gestion. Les impacts d'une telle option (en énergie et en puissance) seraient plutôt inclus dans la prévision de la demande.

Référence : HQD-3, Document 6, Page 14 de 55, réponse 5.3

Considérant l'existence d'une différence entre une option où le Distributeur a le contrôle des résultats et une autre, celle de la TDT, où le Distributeur n'a pas de contrôle sur les résultats, donc sur la réduction de la demande de pointe, le GRAME est en accord avec le traitement prévu par le Distributeur, soit celui de les inclure dans la prévision de la demande.

Dans le cas où des accumulateurs thermiques seraient installés pour la clientèle résidentielle, il serait probablement trop complexe également de les traiter comme un moyen de gestion et plus simple de les traiter aussi dans la prévision de la demande. Dans le cas où l'option de tarification différenciée dans le temps deviendrait obligatoire comme en Ontario, il faudrait peut-être revoir le traitement accordé à cette option.

Dans le cadre du présent dossier, le GRAME demande cependant à la Régie d'autoriser le Distributeur à comptabiliser les déplacements de charge résultant du projet pilote à même la prévision de la demande et de traiter les déplacements de charge de l'option de tarification différenciée, lorsqu'elle sera offerte, dans le plan d'approvisionnement 2008-2017.

Loi sur la Stratégie énergétique du Québec

Le GRAME désire s'assurer que le plan d'approvisionnement tiendra compte des modifications au contexte énergétique actuel, de même qu'aux modifications amenées par la *Loi concernant la mise en œuvre de la stratégie énergétique du Québec et modifiant diverses dispositions législatives*, L.Q. 2006, c.46 et qu'il soit conçu de manière à faciliter l'atteinte des objectifs environnementaux tout en optimisant les retombées économiques et sociales dans un contexte de développement durable.

En effet, depuis l'adoption de la *Loi sur la Stratégie énergétique du Québec*, selon les modifications apportées à l'article 43 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, le Distributeur devra considérer les projets d'efficacité énergétique au même titre que des projets d'approvisionnement en autant que ceux-ci satisfassent « aux exigences de stabilité, de durabilité et de fiabilité applicables aux sources d'approvisionnement conventionnelles ». Il est intéressant de noter que selon ce même article 43, un promoteur de projet en efficacité énergétique sera dès lors considéré au même titre qu'un fournisseur d'électricité.

Loi concernant la mise en œuvre de la stratégie énergétique du Québec et modifiant diverses dispositions législatives (Ci-après, la Loi sur la Stratégie énergétique du Québec)

LOI SUR LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE

43. L'article 74.1 de cette loi est modifié :

1° par l'insertion, dans la première ligne du paragraphe 2° du deuxième alinéa et après « d'approvisionnement », des mots « de même qu'à des projets d'efficacité énergétique » ;

2° par l'ajout, après le deuxième alinéa, du suivant :

«Tout projet d'efficacité énergétique, visé par un appel d'offres en vertu du paragraphe 2° du deuxième alinéa, doit satisfaire aux exigences de stabilité, de durabilité et de fiabilité applicables aux sources d'approvisionnement conventionnelles. » ;

3° par l'ajout, à la fin, de l'alinéa suivant :

«Pour l'application du présent article, le promoteur d'un projet d'efficacité énergétique est considéré comme un fournisseur d'électricité. ».

Le GRAME considère cette modification au texte de la *Loi sur la Régie de l'énergie* comme un grand pas dans la bonne direction, soit celle d'un équilibre en la gestion de la demande et de l'offre dans un contexte de développement durable. C'est une avancée dans ce domaine qu'il faut applaudir et soutenir particulièrement dans ses débuts. En effet, aucun projet en efficacité énergétique à titre d'approvisionnement n'a à ce jour été soumis au test de la Régie de l'énergie et aucun gestionnaire de projet en efficacité énergétique n'a été reconnu à titre de fournisseur d'énergie. Les premiers projets seront donc ceux qui baliseront les opportunités qui seront développées dans l'avenir.

Le Distributeur n'a lancé aucun appel d'offres de long terme, ouvert à toutes les sources depuis cette modification à la Loi sur la Régie de l'énergie.

Référence : HQD-3, Document 6, Page 15 de 55, réponse 6.1

Le GRAME croit nécessaire de déterminer quels sont les secteurs d'activités, ou regroupements d'intérêts, qui pourraient être intéressés à soumettre de tels projets, de même que le potentiel technico-économique par secteur d'activités au Québec. Le Distributeur, pour sa part, trouve cet aspect de la problématique prématuré¹³. Le GRAME considère important de débiter les recherches en ce domaine afin d'être en mesure d'évaluer et d'incorporer, le cas échéant, ce potentiel lors du prochain plan d'approvisionnement du Distributeur ou des prochains appels d'offres qui seront lancés par le Distributeur.

Une analyse technico-économique de ce potentiel permettrait à la Régie et aux intervenants d'avoir de l'information pertinente et indépendante en ce domaine. En effet, il sera important dans l'avenir de bien circonscrire les projets qui seront assimilés à un approvisionnement en énergie afin d'en assurer la fiabilité et la sécurité. Dans le cadre d'un développement durable, il sera important aussi de ne pas nuire à de bons projets simplement par manque de connaissances.

Un balisage devrait être effectué des projets en efficacité énergétique qui ont été assimilés à une fourniture en énergie chez d'autres distributeurs d'énergie.

Le Distributeur devrait requérir d'une firme d'experts en ce domaine une revue des technologies et des projets en efficacité énergétique, par secteurs d'activités ou regroupements d'intérêts, qui pourraient faire l'objet de soumissions pour un appel d'offres au Québec.

¹³ Référence : HQD-3, Document 6, Page 16 de 55, réponse 6.2, 6.3 et 6.4

Scénario retenu

Préambule

Parmi les faits marquants de la gestion de l'équilibre de l'offre et de la demande, il est important de relever les baisses successives de la prévision de la demande lors des trois dernières années.

À titre d'exemple, les besoins en énergie pour l'horizon 2008, d'abord prévus à 191,1 TWh dans le Plan d'approvisionnement 2005-2014, sont passés à 190,3 TWh dans l'État d'avancement d'octobre 2005.

Ils ont par la suite diminué à 188,1 en octobre 2006, puis à 183,8 TWh dans le présent Plan. Par rapport au Plan d'approvisionnement 2005-2014, cela représente une réduction de 7,3 TWh des besoins. Ces baisses sont dues à la conjugaison de plusieurs facteurs dont la faiblesse de certains secteurs industriels grands consommateurs d'électricité, l'augmentation des objectifs visés en efficacité énergétique et la prise en compte d'une révision de la normale climatique. Ainsi, lors des premières années, le bilan énergétique du Distributeur montre des excédents et revient, par la suite, à l'équilibre.

Références : B-1 HQD, page 6

Le GRAME s'est questionné sur les besoins en énergie et le scénario retenu et envisagé par le Distributeur pour les années 2008 à 2017. Le scénario moyen ayant été retenu par le Distributeur, le GRAME s'est interrogé à savoir s'il est probable ou peu probable que les cibles couvrant la période du 1er avril 2007 au 31 mars 2010, qui ont été intégrées à la « *prévision de la demande soutenant le plan d'approvisionnement 2008-2017* », aient un impact à la baisse sur la prévision des besoins en énergie qui soit supérieur à celui prévu initialement au dossier R-3644-2007.

Le Distributeur mentionne qu'il « *est probable d'avoir des besoins en énergie inférieurs à ce scénario moyen de la prévision. Par exemple, le graphique 2B-4 à la pièce HQD-1, document 2, Annexe 2B donne, sous la forme d'un histogramme, la distribution de probabilité des valeurs possibles de besoins annuels en énergie de l'année 2012 (à conditions climatiques normales).* »¹⁴

Par ailleurs, la tendance des dernières années a été de sous-estimer les résultats réels en efficacité énergétique et de surestimer la demande en énergie. Ce faisant, le contrat avec TCE (Dossier R-3649-2007) a dû être reporté afin de tenir compte d'une demande d'énergie inférieure à celle prévue.

En effet, tel que souligné par le Distributeur, les objectifs du Plan global en efficacité énergétique ont dû être modifiés au dossier R-3610-2006 pour atteindre 8 TWh en 2015. Le Distributeur mentionne à ce propos que « *Les économies d'énergie constituent un intrant significatif à la prévision de la demande d'électricité* ».

¹⁴ HQD-3, Document 6, Pages 20 et 21 de 55, réponse 7.9

Plan global en efficacité énergétique

Le Distributeur a soumis à la Régie le budget 2007 du PGEÉ (R-3610-2006), dans lequel il rehaussait l'objectif d'économies d'énergie annuelles de 4,1 TWh à 4,7 TWh en 2010 et portait l'objectif d'économies d'énergie annuelles à 8 TWh en 2015, qui a été accepté par la Régie en février 2007 (D-2007-12).

En août 2007, le Distributeur a présenté le budget 2008 du PGEÉ (R-3644-2007), dans lequel il maintient l'objectif d'économies d'énergie annuelles de 4,7 TWh en 2010 et de 8 TWh en 2015.

Les économies d'énergie constituent un intrant significatif à la prévision de la demande d'électricité. Dans le Plan, la prévision de la demande incorpore des économies d'énergie correspondant à l'objectif de 8 TWh implantés à terme en 2015. Ces 8 TWh implantés à terme en 2015 se traduisent pour la prévision des ventes en 7,6 TWh d'économies d'énergie mensualisées. La différence entre les GWh implantés et mensualisés est expliquée à la section 1.1 de l'annexe 2E.

Référence : HQD-1, Document 2, Annexe 2A, Page 61 de 291

D'autre part, le PGEÉ aurait eu un impact significatif sur les prévisions des ventes d'électricité sur l'ensemble de l'horizon du Plan d'approvisionnement 2005-2014. Le Distributeur prévoit que cet impact s'amenuisera et qu'en 2014, il ne sera plus que de -2,2 TWh :

La prévision des ventes d'électricité est significativement révisée à la baisse par rapport au Plan d'approvisionnement 2005-2014 et ce, sur l'ensemble de l'horizon. L'écart d'abord très important (-6,8 TWh en 2008) s'amenuise toutefois au fil des ans. En 2014, il n'est plus que de -2,2 TWh. En outre, à cette date, le rehaussement de l'objectif du Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) entre les deux plans est l'un des facteurs importants de révision à la baisse. L'objectif du PGEÉ est en effet passé de 3 TWh à l'horizon 2014 dans le Plan d'approvisionnement 2005-2014 à 8 TWh à l'horizon 2015 dans le plan actuel grâce aux bonifications apportées aux programmes existants et à l'implantation de nouveaux programmes et de nouvelles activités.

Référence : HQD-1, Document 2, Annexe 2C, Page 97 et 98 de 291

Soulignons donc l'excellente performance du Plan global en efficacité énergétique du Distributeur en ce qui a trait au réseau intégré. Notons aussi le fort potentiel technico-économique des programmes en efficacité énergétique pour les réseaux autonomes, qui pour la plupart accusent un retard dans les prédictions initiales des dossiers R-3584-2006 et R-3610-2006. (Voir la section sur le PGEÉ et les réseaux autonomes)

Un autre facteur clé est la variable climatique qui demeure l'un des facteurs importants influençant le profil de la demande en période hivernale. Le GRAME est d'avis qu'il est par conséquent probable que la demande en énergie soit inférieure au scénario moyen retenu.

Les raisons invoquées, soit la variable climatique et l'efficacité énergétique, ne causent en soit pas de problème et le GRAME considère raisonnable d'assurer pour la clientèle une marge de manœuvre suffisante d'approvisionnements en énergie. Le GRAME est satisfait de la progression de l'efficacité énergétique et comprend que certaines hypothèses et potentiels en efficacité énergétique ne peuvent être tous confirmés pour l'instant et qu'il est prématuré d'afficher des résultats supérieurs, notamment en réseaux autonomes. Ces résultats seront au rendez-vous, mais la date à laquelle ils seront effectifs est incertaine.

Le GRAME demande néanmoins à la Régie d'accepter ce scénario moyen avec les réserves énoncées précédemment, qui sont détaillées à la section sur la gestion des surplus énergétiques.

Le GRAME souhaite également que la Régie énonce des balises en ce qui concerne les surplus d'énergie probables du Distributeur. Ces balises tiendraient compte des concepts de développement durable de l'ensemble de notre société, tels qu'énoncés à la section sur les surplus énergétiques.

MICROPRODUCTION

Dans le cadre de la Stratégie énergétique du Québec, le gouvernement entend faciliter la production décentralisée d'électricité notamment par la mise sur pied d'un programme d'achat auprès de microproducteurs (moins de 1 MW)¹⁵.

Ainsi, il y est spécifié :

« Le gouvernement s'attend à ce que la petite production d'électricité favorise la mise en valeur de plusieurs nouvelles technologies énergétiques, telles les technologies utilisant la biomasse. Ce type de production décentralisée se prête effectivement très bien à la valorisation énergétique des petites quantités de rebuts forestiers ainsi qu'à la production et à la valorisation de biogaz à partir de petits sites d'enfouissement ou d'exploitations agricoles »¹⁶.

À l'heure actuelle, la taille maximale des projets visés n'a pas encore été déterminée par règlement du gouvernement. Néanmoins, une des préoccupations du GRAME était de s'assurer que le Distributeur ait débuté, ou prévoyait à court terme, entamer des échanges avec des intervenants potentiels. En réponse à la demande de renseignements du GRAME, le Distributeur répond :

« Le Distributeur a eu des échanges informels avec différents intervenants susceptibles d'être intéressés par un éventuel programme de microproduction. Le but de ces échanges était de mesurer les attentes et l'intérêt que pourrait susciter un tel programme et de comprendre les principaux enjeux associés aux différentes filières de production. Ces intervenants sont des promoteurs et manufacturiers de l'industrie éolienne, l'UPA, des représentants des municipalités, ainsi que des représentants de l'industrie des biogaz de ferme. »

Référence : HQD-3, p. 26

En effectuant des vérifications auprès d'intervenants concernés, le GRAME a constaté que le milieu agricole semble satisfait de la nature des échanges avec Hydro-Québec. Le rapport d'activités du comité de liaison Hydro-Québec et l'Union des producteurs agricoles en fait foi.¹⁷

Le GRAME constate que le Distributeur a amorcé des échanges avec des intervenants potentiellement intéressés. Le GRAME encourage le Distributeur à poursuivre ces échanges.

¹⁵ Stratégie énergétique du Québec, p. XIII

¹⁶ Stratégie énergétique du Qc, p. 78

¹⁷ http://www.hydroquebec.com/municipal/pdf/upa_2006.pdf

Dans le présent dossier, le GRAME s'est penché sur la valorisation de biogaz à partir des rebuts d'exploitations agricoles (méthanisation). À l'heure actuelle, la microproduction pourrait intéresser davantage les producteurs de fermes porcines que les fermes laitières puisque ce type d'installations pourrait résoudre en partie la gestion du lisier porcin (travaux d'épandage, manque de terre pour l'épandage, déboisement pour accroître les surfaces d'épandage).

La production provinciale d'électricité potentielle provenant de fumier de ferme¹⁸, 175 MW, est très petite comparativement à la production provinciale d'électricité. L'intérêt serait donc environnemental (valorisation de la biomasse et meilleure gestion du lisier) en plus de contribuer à la réduction des GES (jusqu'à 1 400 tonnes équivalent CO₂ par le traitement anaérobie de lisier pour 10 000 porcs).¹⁹

Contrairement à l'autoproduction, la microproduction vise à revendre à Hydro-Québec la totalité de l'énergie produite. Cet aspect pourrait-il dissuader des producteurs qui souhaiteraient utiliser une portion d'électricité pour leurs propres installations ? Selon Statistiques Canada, entre 1985 et 2005, l'achat d'énergie dans le secteur agricole se répartissait comme suit : 1/3 en électricité et 2/3 pour l'énergie fossile. Il est donc peu probable que la revente totale de l'énergie produite soit un aspect « non incitatif » pour les producteurs à adhérer au programme. D'autant plus qu'une bonne portion de l'énergie fossile est utilisée pour les machineries des travaux des champs.

Néanmoins, il serait opportun d'estimer les économies d'éclairage et de chauffage des bâtiments des fermes avec ce type de technologie. Dans la même optique, il serait souhaitable d'évaluer si l'utilisation de cette technologie créerait un incitatif pour délaissé le chauffage par les combustibles fossiles pour l'électricité.

Selon Isabelle Bouffard, agent de projet de l'UPA, un des principaux défis pour encourager la participation des producteurs agricoles à un programme de microproduction sera de minimiser les coûts d'infrastructure pour l'installation des équipements et pour l'interconnexion au réseau. En effet, un faible coût de vente de l'électricité pourrait décourager des producteurs d'investir dans ce type d'installations.

« L'énergie au Québec n'est pas chère pour ce genre d'installations (...). En Europe, on parle de 3 ou 4 fois le coût de l'électricité d'ici. Il est donc plus facile de rentabiliser les projets. Aux États-Unis, c'est la grande taille des fermes qui facilite la rentabilité. On parle de 200 ou 300 kW. Au Québec, pour rentabiliser un projet, on parle d'installations de 60 kW électrique et plus. La plus grosse ferme au Québec a un potentiel inférieur à 200 kW. »²⁰

¹⁸ M.-J. Parent. De Biogaz à l'électricité, *Le Bulletin des agriculteurs*. Avril 2007
<http://www.lebulletin.com/abonnement2/0704/0704k.cfm>

¹⁹ R-3551-2004, D-4-1

²⁰ M.-J. Parent. De Biogaz à l'électricité, *Le Bulletin des agriculteurs*. Avril 2007
<http://www.lebulletin.com/abonnement2/0704/0704k.cfm>

Dans ce contexte québécois, Hydro-Québec devra explorer des solutions alternatives avec ses partenaires (regroupements de producteurs, partenariat avec le MAPAQ, etc.).

Le Distributeur devra explorer différentes pistes avec ses partenaires afin de présenter des solutions viables pour les producteurs.

Tel que mentionné par le Distributeur, les propositions sur les modalités du programme de microproduction seront soumises à la Régie de l'énergie suite à la décision du gouvernement :

« La taille maximale des projets visés doit être déterminée par règlement du gouvernement. Ainsi, à la suite de l'adoption d'un tel règlement, le Distributeur proposera à la Régie les modalités applicables à ce programme d'achat. »²¹

Le GRAME demande à la Régie que suite au dépôt de la proposition du Distributeur, des procédures d'audience soient établies pour approuver les modalités du programme d'achat de microproduction.

Enfin, comme il a été mentionné dans la section sur les *attributs environnementaux*, **dans le cas où le Distributeur pourrait tirer profit du marché des Certificats d'énergie renouvelable (CER), le GRAME souligne l'importance d'élargir le contexte de participation au contexte de la microproduction.**

²¹ R-3648-2007, HQD-1, Doc 1, p.32

GESTION DES SURPLUS ENERGETIQUES

Point de vue du développement durable

Le GRAME souhaite émettre ses commentaires sur la gestion des surplus énergétiques comme moyen pour composer avec des besoins plus faibles que prévus : « *En conformité avec le Guide de dépôt pour Hydro-Québec dans ses activités de distribution, la gestion des surplus énergétiques comme moyen pour composer avec des besoins plus faibles que prévus de même que la minimisation des coûts de la stratégie d'approvisionnement font partie des sujets d'intérêt dans l'analyse du Plan* »²².

Notre principale préoccupation est la revente d'énergie en surplus par le Distributeur lorsque le scénario retenu de planification en approvisionnement s'avère supérieur aux besoins de la clientèle. Tel que discuté précédemment, il semble probable que le scénario moyen retenu par le Distributeur sera supérieur aux besoins en approvisionnement du marché québécois. Rappelons les grandes lignes de la *Loi de la Régie de l'énergie* encadrant le plan d'approvisionnement et les coûts de fourniture d'électricité. Le Distributeur doit présenter un plan d'approvisionnement permettant de **satisfaire les besoins des marchés québécois en énergie** (art 52.2) et « décrivant les caractéristiques des contrats qu'il entend conclure **pour satisfaire les besoins des marchés québécois après application des mesures d'efficacité énergétique.** » (Article 72)

L'objectif est de satisfaire les besoins des marchés québécois après l'application des mesures d'efficacité énergétique. Donc, dans les cas où les mesures en efficacité énergétique sont sous évaluées ou que les besoins sont inférieurs aux prévisions, il advient des surplus. La justesse des prévisions a donc un impact important sur la génération de surplus.

L'exercice en cours, soit la présentation d'un plan d'approvisionnement, est entièrement basé sur les prédictions de la demande et des besoins des marchés québécois après application des mesures en efficacité énergétique. Si un tel exercice n'était pas pertinent, le Distributeur pourrait s'octroyer une grande marge de manœuvre et spéculer, sur les marchés autres, des surplus afin d'augmenter ses revenus et ses profits. Pour être logique avec l'énoncé précédent, le Distributeur devrait alors développer des mécanismes adéquats et efficaces pour gérer les risques supplémentaires encourus, de même que prévoir des moyens pour réserver et emmagasiner l'énergie supplémentaire qu'il a acquis et la revendre en temps opportun.

Extrait de la *Loi de la Régie de l'énergie*

« *Coûts de fourniture d'électricité.*

52.2. Les coûts de fourniture d'électricité visés à l'article 52.1 sont établis par la Régie en additionnant le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale et les coûts réels des contrats d'approvisionnement conclus par le distributeur d'électricité pour satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale, ou les besoins qui seront satisfaits par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement en vertu du paragraphe 2.1° du premier alinéa de

²² Guide de dépôt pour Hydro-Québec dans ses activités de distribution, 18 juin 2007, chapitre 3, page 22, article 20.

l'article 112. Ces coûts sont alloués entre les catégories de consommateurs selon leurs caractéristiques de consommation soit leurs facteurs d'utilisation et leurs pertes d'électricité associées aux réseaux de transport et de distribution. »²³ (Nous surlignons)

« Plan d'approvisionnement.

*72. Tout titulaire d'un droit exclusif de distribution d'électricité ou de gaz naturel doit préparer et soumettre à l'approbation de la Régie, suivant la forme, la teneur et la périodicité fixées par règlement de celle-ci, **un plan d'approvisionnement décrivant les caractéristiques des contrats qu'il entend conclure pour satisfaire les besoins des marchés québécois après application des mesures d'efficacité énergétique.** Le plan doit tenir compte des risques découlant des choix des sources d'approvisionnement propres à chacun des titulaires ainsi que, pour une source particulière d'approvisionnement en électricité, du bloc d'énergie établi par règlement du gouvernement en vertu du paragraphe 2.1° du premier alinéa de l'article 112.*

Approbation des plans.

Pour l'approbation des plans, la Régie tient compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales que peut lui indiquer le gouvernement par décret.

Procédure d'appel d'offres et d'octroi.

*74.1. Afin d'assurer le traitement équitable et impartial des fournisseurs participant à un appel d'offres, le distributeur d'électricité doit établir et soumettre à l'approbation de la Régie, qui doit se prononcer dans les 90 jours, une procédure d'appel d'offres et d'octroi, ainsi qu'un code d'éthique portant sur la gestion des appels d'offres applicables aux contrats d'approvisionnement en électricité requis **pour satisfaire les besoins des marchés québécois** qui excèdent l'électricité patrimoniale, ou les besoins qui seront satisfaits par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement en vertu du paragraphe 2.1° du premier alinéa de l'article 112. »²⁴ (Nous surlignons)*

De notre compréhension des faits, la Régie n'autoriserait pas le Distributeur à planifier des achats de fournitures d'énergie qui soient supérieures aux besoins des marchés québécois. Elle n'aurait pas non plus autorisé des surplus visant à desservir les marchés limitrophes. En effet, les plans d'approvisionnement sont conçus selon «une procédure d'appel d'offres et d'octroi, ainsi qu'un code d'éthique portant sur la gestion des appels d'offres applicables aux contrats d'approvisionnement en électricité requis **pour satisfaire les besoins des marchés québécois** qui excèdent l'électricité patrimoniale,..... »²⁵ et non pas dans le but de satisfaire des marchés limitrophes.

²³ Loi de la Régie de l'énergie, extrait.

²⁴ Loi de la Régie de l'énergie, extrait, article 74.1

²⁵ Loi de la Régie de l'énergie, extrait, article 74.1

Le Plan d'approvisionnement déposé vise à encadrer les besoins des marchés québécois. Dans le cadre du dossier R-3624-2007 (Demande d'approbation de l'entente visant la suspension des contrats en base et cyclable intervenue entre Hydro-Québec Distribution et Hydro-Québec Production), la Régie n'aurait pas eu à statuer sur la demande de suspension des contrats de base et cyclable intervenue entre Hydro-Québec Distribution et Production si le Plan d'approvisionnement précédent avait bien circonscrit les besoins en énergie, et notamment l'impact des programmes en efficacité énergétique sur ces besoins.

D'autre part, les coûts de fourniture d'électricité sont établis par la Régie via les coûts réels des contrats d'approvisionnement afin de satisfaire les besoins des marchés québécois. Nous comprenons donc que la Régie n'aurait pas autorisé des coûts de fourniture visant à satisfaire d'autres marchés, dont ceux limitrophes. L'objectif du plan d'approvisionnement et de l'approbation des coûts de fourniture est donc de « satisfaire les besoins des marchés québécois ».

Rappelons les raisons invoquées par la Régie pour rendre sa décision dans le dossier R-3624-2007, soit :

Une évaluation tant prospective que contemporaine de la juste valeur des contrats amène la Régie à conclure que l'option de Revente est substantiellement supérieure à celle proposée de Suspension des contrats.

Dossier R-3624-2007, Décision D-2007-13, page 9

L'évolution à la hausse des prix depuis le dépôt de la demande permet de tirer de l'option de Revente des contrats un bénéfice important pour les consommateurs québécois.

Dossier R-3624-2007, Décision D-2007-13, page 10

*Le surplus d'approvisionnement est ici de 10 mois. Pour gérer ce surplus, le Distributeur doit développer une approche de plus long terme que la revente au quotidien sur le « Day ahead market ». Il est plus conforme à sa stratégie d'approvisionnement, approuvée par la Régie, de revendre de tels surplus par le biais de blocs mensuels de produits normalisés 7x24 de 50 MW, comme il est d'usage dans le marché. **Cette approche non spéculative s'harmonise mieux avec son rôle de gestionnaire prudent des approvisionnements québécois que la revente au quotidien.***

*Le profil des approvisionnements excédentaires doit conduire le Distributeur à appairer les risques reliés à la revente de ses surplus à l'horizon temporel de 10 mois. **Il ne doit pas jouer le marché au quotidien, ce n'est pas son rôle.***

Dossier R-3624-2007, Décision D-2007-13 page 12

L'analyse économique démontre que les deux options ne sont pas équivalentes et que l'espérance de rente économique associée à l'option de Revente est significative. La fourchette de 34 M\$ à 39 M\$ pour les 10 derniers mois de 2007 constitue un univers de revenus potentiels non négligeables alors que d'autres éléments pourraient encore les améliorer.

Le Distributeur doit maximiser cette rente au profit de ses consommateurs, tout en réduisant ses risques. Il est incité à explorer les moyens d'atteindre ces objectifs avec les acteurs du marché avec lesquels il transige, y compris le Producteur.

La Régie rejette l'Entente et demande au Distributeur de rendre compte dans les prochains dossiers tarifaires des résultats financiers de ces opérations de revente de surplus postpatrimoniaux pour 2007.

Dossier R-3624-2007, Décision D-2007-13, page 15

Une lecture attentive de la décision de la Régie porte à croire que celle-ci rejette l'entente sur un argument, **celui des profits espérés**. Ceux-ci seraient transférés au profit des consommateurs québécois. Soulignons que ces profits, s'ils étaient réalisés par le Producteur (Hydro-Québec Production, dans ce cas) seraient réellement transférés à tous les consommateurs québécois et non pas seulement à la clientèle du Distributeur, alors que les équipements de production appartiennent à l'ensemble des consommateurs québécois. La Régie n'a donc pas retenu dans sa décision l'un des aspects énumérés à l'article 5 de la *Loi sur la Régie*, soit celui de l'intérêt public, mais a plutôt penché en faveur de la clientèle du Distributeur. La Régie n'a pas non plus retenu la perspective de développement durable et d'équité au plan collectif, mais a plutôt retenu la perspective individuelle, celle de la clientèle. Elle a donc penché en faveur de la protection des consommateurs et de l'équité au plan individuel, sans considérer dans son argumentation l'intérêt public et collectif.²⁶

Cependant, elle a retenu le fait que le rôle du Distributeur n'est pas de spéculer mais de gérer prudemment les approvisionnements québécois.

Cette approche non spéculative s'harmonise mieux avec son rôle de gestionnaire prudent des approvisionnements québécois que la revente au quotidien.

*Le profil des approvisionnements excédentaires doit conduire le Distributeur à apparier les risques reliés à la revente de ses surplus à l'horizon temporel de 10 mois. **Il ne doit pas jouer le marché au quotidien, ce n'est pas son rôle.***

Dossier R-3624-2007, Décision D-2007-13 page 12

Le GRAME avait d'ailleurs soulevé, au dossier R-3624-2007, que dans le cas du dossier R-3550-2004, la décision rendue par la Régie (D-2005-178), quoi qu'elle n'interdise pas la revente des surplus, incitait plutôt à une réduction des quantités achetées et livrées.²⁷ Ceci est loin de la décision D-2007-13 de la Régie qui tente d'attribuer au Distributeur un rôle non pas spéculatif, mais générateur de profits.

²⁶ *Loi sur la régie de l'énergie*, extrait.

²⁷ D-2005-178, R-3550-2004, page 11

On constate donc une divergence dans les opinions de la Régie, et il sera difficile dans l'avenir, pour le Distributeur, de gérer ses surplus par la négociation d'ententes avec ses fournisseurs, notamment avec le Producteur. En effet, le fait que la Régie diverge dans ses opinions ne facilite pas la tâche de gestionnaire prudent des approvisionnements québécois par le Distributeur.

Le GRAME soulignait l'importance pour le Distributeur d'obtenir de la part de la Régie un signal clair des orientations qu'il doit prendre dans la gestion de ses surplus afin d'assumer sa tâche de gestionnaire prudent des approvisionnements pour la clientèle des marchés québécois.

Le GRAME mentionnait qu'à la lumière de l'expérience acquise par les deux dossiers précédents, sans tenir compte de la Phase 1 du présent dossier, que la Régie devrait proposer une orientation plus précise au Distributeur qui tienne compte de tous les principes énumérés à l'article 5 de la Loi sur la Régie de l'énergie.

La décision D-2008-076 rendue par la Régie, sans comporter de justification, donne un signal au Distributeur en approuvant les deux conventions (pour des livraisons en base de 350 MW et pour des livraisons cyclables de 250 MW) et leur amendement. Ce qui permet de modifier les deux contrats d'approvisionnement correspondants.

Le GRAME s'est positionné en faveur de ces modifications et conventions puisqu'elles sont réalisées en tenant compte du concept de développement durable.

En effet, ces conventions permettent le report d'énergie dans le temps, donc le stockage par le fournisseur d'énergie en surplus. Notons par ailleurs qu'Hydro-Québec Production, le fournisseur de ces deux contrats, dispose des équipements nécessaires au stockage, ce qui n'est pas le cas du distributeur.

Obligation de procéder à des appels d'offres

Un autre facteur influençant la probabilité pour le Distributeur de se voir confronté à des surplus découle de son obligation à procéder à des appels d'offres cinq ans avant leur livraison et ce, afin d'assurer la fiabilité de la livraison en énergie pour les marchés québécois. C'est pourquoi le GRAME est satisfait du choix du scénario moyen proposé par le Distributeur avec les réserves qui ont été soulevées à cette section du mémoire du GRAME en ce qui concerne la gestion des surplus.

1.4 CONCLUSION

« La Régie accepte la prévision de la demande d'électricité pour établir les besoins des clients du réseau intégré. »²⁸

2.1.1 OPINION MAJORITAIRE DE LA RÉGIE

*La Régie est toujours d'avis, tel qu'énoncé dans sa décision D-2002-169, que le Distributeur doit prévoir le lancement d'appels d'offres de long terme au moins cinq ans et demi avant le début des livraisons, compte tenu des délais observés par le passé et du traitement équitable à accorder aux diverses filières énergétiques. Ces appels d'offres doivent être lancés suffisamment à l'avance, afin d'éviter le recours aux marchés de court terme pour combler des besoins de long terme.*²⁹

Référence : D-2005-178, dossier R-3550-2004, 5 octobre 2005, page 9 et 11

On constate clairement que l'intention de la Régie, lors de l'approbation des plans d'approvisionnement du Distributeur, est la recherche d'une juste valeur raisonnable en prévision de la demande pour la période couverte par le Plan d'approvisionnement, et que l'intention de la Régie est de se rapprocher de la demande qui pourrait survenir et non pas de pourvoir le Distributeur de surplus afin qu'il les utilise pour rechercher des avantages spéculatifs sur les marchés limitrophes, avec les risques que cela comporte.

L'intention de la Régie serait plutôt de s'assurer que les prévisions du Distributeur **rencontrent les besoins des marchés québécois.**

La décision D-2005-178 est explicite concernant la gestion des surplus énergétiques. L'intention de la Régie est de s'assurer que le Distributeur prévoit une alimentation fiable des marchés québécois, quitte à réduire les quantités achetées, reporter le lancement d'autres et conclure des ententes avec des fournisseurs pour réduire les livraisons.

*« **Bien que l'incertitude sur la prévision des besoins soit généralement plus grande à cinq ans d'avis qu'à quatre ans, le Distributeur peut, dans le cas d'un scénario de demande plus faible, réduire les quantités qu'il achète pendant le processus de sélection des offres, reporter le lancement d'autres appels d'offres, utiliser les options de report incluses dans les contrats, réduire les quantités des produits flexibles et conclure des ententes avec ses fournisseurs pour réduire les livraisons.** » (Nous surlignons)*

Référence : D-2005-178, R-3550-2004, page 11

²⁸ D-2005-178, R-3550-2004, 5 octobre 2005, page 9.

²⁹ D-2005-178, R-3550-2004, 5 octobre 2005, page 11.

Le GRAME est du même avis que la Régie, la fiabilité de l'alimentation en énergie est importante et doit être considérée comme prioritaire, mais la gestion des surplus devrait faire l'objet de balises plus précises par la Régie afin d'éviter une gestion cas par cas, comme pour le dossier R-3624-2007, avec les résultats que l'on constate aujourd'hui, soit une revente de surplus, en moyenne, à un prix inférieur au coût d'approvisionnement.

Le GRAME s'était positionné à cet égard au dossier R-3624-2007 (Demande d'approbation de l'entente visant la suspension des contrats en base et cyclable intervenue entre Hydro-Québec Distribution et Hydro-Québec Production) et demeure convaincu que dans un contexte de développement durable, il est plus avantageux pour la société québécoise de retourner les surplus énergétiques, lorsqu'ils s'avèrent importants, chez le Producteur, puisque celui-ci est mieux positionné pour la revente de surplus en temps opportun, c'est-à-dire lorsque les prix sur le marché sont avantageux.

Rappelons la responsabilité de la Régie à l'égard de la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs de même que la mise en place de mécanismes qui permettent de satisfaire les besoins énergétiques dans une perspective de développement durable et d'équité au plan individuel de même qu'au plan collectif.

En ce sens, la Régie devrait baliser cette problématique de gestions des surplus avec une perspective de développement durable. Ce qui signifie la bonne énergie, au bon endroit, au bon moment. En effet, le Distributeur ne peut pas emmagasiner de l'énergie, comme c'est le cas du Producteur qui détient les réservoirs requis pour agir de la sorte, ce que le Distributeur ne peut prétendre.

Une vente à rabais d'énergie supplémentaire, en temps non opportun sur les marchés extérieurs, n'est pas une action assimilée au principe de développement durable pour la société québécoise.

Responsabilités de la Régie de l'énergie

Article 5 (extrait)

*Dans l'exercice de ses fonctions, la Régie assure la **conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable du transporteur d'électricité et des distributeurs.** Elle favorise la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable et d'équité au plan individuel **comme au plan collectif.**³⁰ (Nous surlignons)*

Le GRAME considère le Producteur comme étant l'un des acteurs clés au Québec pour soutenir le développement durable de l'ensemble de la société québécoise et non pas seulement pour la clientèle du Distributeur et que cette énergie appartient à l'ensemble des québécois et québécoises. Le Distributeur n'a pas pour fonction de faire des profits sur la production québécoise d'énergie, mais de s'assurer un approvisionnement adéquat en électricité sur l'ensemble du territoire.

En effet, à l'heure actuelle, certains intervenants souhaitent que le Distributeur réalise des profits sur la revente d'énergie afin de réduire les tarifs d'électricité. Dans ce cas, ces intervenants demandent au Distributeur de devenir un agent négociateur pour leur permettre de réduire leurs coûts en énergie. Quoiqu'il soit louable de réduire les tarifs et d'assurer une gestion efficace des surplus, le rôle du Distributeur n'est pas d'assurer des profits à la clientèle de HQD. Ce rôle appartient au Producteur pour l'ensemble des québécois et de la société québécoise. En effet, les effectifs de production n'appartiennent pas à la clientèle de HQD, puisqu'il ne s'agit pas d'une coopérative, mais d'une société d'état. Donc dans les cas d'approvisionnement par le Producteur, des balises devraient être établies par la Régie.

Malgré le fait que la décision **D-2008-076** permet de régler une partie de la problématique de la gestion des surplus, il serait opportun qu'un comité de travail, composé de l'ensemble des intervenants au présent dossier, soit créé afin de chercher une solution viable à long terme à cette problématique de gestion des surplus énergétiques découlant du plan d'approvisionnement du Distributeur.

Ce groupe de travail aurait comme mandat de se pencher sur l'élaboration d'un mécanisme de gestion des surplus. Mécanisme qui pourrait s'apparenter à la recherche d'entente de stockage avec les fournisseurs du Distributeur.

Le GRAME était d'ailleurs en faveur de la fixation de frais d'entreposage comme moyen de gestion des surplus du Distributeur, solution pouvant être comparée à l'entreposage du gaz naturel liquéfié (GNL).

³⁰ Loi sur la régie de l'énergie, extrait.

Le GRAME propose à la Régie d'entamer une réflexion à cet égard, quitte à créer un comité de travail composé de l'ensemble des intervenants au présent dossier afin de chercher une solution viable à cette problématique de gestion des surplus énergétiques découlant du plan d'approvisionnement du Distributeur.

D'un point de vue strictement économique

Du point de vue du développement durable, le GRAME s'est positionné. D'un point de vue strictement économique, si on observe les résultats concrets de la revente des surplus par le Distributeur, on constate qu'il n'était pas avantageux pour le Distributeur de revendre ces surplus puisque le coût moyen exprimé en \$/MWh était nettement inférieur lors de la revente des surplus pour l'année 2007. En effet, le coût moyen de revente était de 48.84 \$/MWh alors que le coût moyen en achat d'électricité long terme était de 66.94 \$/MWh et le coût moyen achat de court terme était de 98.33 \$/MWh.

Trimestre 4 et total annuel

	Volume GWh	Coût M\$	Coût moyen \$/MWh	Volume GWh	Coût M\$	Coût moyen \$/MWh	Volume GWh	Coût M\$	Coût moyen \$/MWh	Volume GWh	Coût M\$	Coût moyen \$/MWh
Achat d'électricité patrimoniale										178 860.00	4 609.40	25.77
Achats d'élect. Postpatrimoniale												
Achat de long terme	771.41	49.05	63.59	819.21	53.18	64.92	844.03	54.26	64.29	9 017.02	603.56	66.94
Contrats de base	636.73	41.33	64.91	691.59	45.84	66.29	712.28	46.67	65.52	7 458.89	518.02	69.45
Contrat cyclable	134.68	7.72	57.30	127.63	7.34	57.49	131.75	7.60	57.66	1 558.13	85.53	54.90
Achat de court terme	0.15	0.01	51.94	61.38	3.87	63.10	874.04	84.24	96.38	1 569.17	154.29	98.33
Appels d'offres (incluant coût puissance)										217.00	25.67	118.28
Dispense	0.15	0.01	51.94	61.38	3.87	63.10	874.04	84.24	96.38	1 352.17	128.63	95.73
Trans. Bilatérales	0.16	0.01	61.94	43.20	2.90	67.22	716.06	67.63	94.63	669.63	79.96	82.99
DAM				18.18	0.97	63.31	167.19	16.41	104.40	492.33	48.87	88.88
RT												
Électricité interruptible							9.90	1.80	181.78	79.13	10.61	134.13
Entente-cadre [Note 2]										123.46	10.00	81.00
Revente	-350.25	-15.91	45.43	-211.15	-7.85	37.16	-118.42	-5.10	43.06	-3 427.34	-167.41	48.84
Appels d'offres	-222.40	-10.30	46.31							-2 733.87	-159.82	58.46
Trans. Bilatérales	-127.85	-5.98	46.79	-200.31	-8.81	43.99	-67.62	-3.07	45.40	-602.06	-30.04	49.90
DAM				-10.84	-0.51	47.31	-50.80	-2.63	51.77	-91.41	-4.57	50.02
RT												
Réservation de transport		0.37			1.48			0.60			27.02	

Note 2: données préliminaires

Référence : B-14, HQD-3, Document 1, Annexe 5, Page 4 de 4

De l'avis du GRAME, il n'est pas avantageux pour la clientèle du Distributeur de charger le Distributeur d'explorer des moyens de revente d'électricité qui seraient plus avantageux que le prix payé pour leur acquisition. De l'avis du GRAME, le Producteur sera toujours avantagé par rapport au Distributeur, puisqu'il possède des outils de stockage de cette énergie. D'un point de vue développement durable, il est l'acteur à privilégier au Québec pour agir à ce titre.

Au présent dossier, les demandes de renseignements de la Régie et notamment de l'intervenant EBMI indique clairement une préoccupation quant à l'habileté du Distributeur à développer des outils efficaces en ce domaine.

Par ailleurs, le Distributeur mentionne qu'il fera face « à des situations de déséquilibre énergétique caractérisées par des surplus, notamment pour la période 2007-2009. »³¹ Rappelons qu'afin de rétablir cet équilibre, le Distributeur a soumis à la Régie en 2007 deux propositions, soit celle du dossier R-3624-2007, qui a été refusée par la Régie et pour laquelle le GRAME a pris position en faveur de la demande du Distributeur et le dossier R-3649-2007 (TCE), qui finalement a été accepté par la Régie. Dans ce dossier, le « ..Distributeur a conclu une entente avec TCE pour suspendre les livraisons d'énergie de la centrale de Bécancour en 2008. Ceci a permis de réduire les surplus énergétiques de 4,3 TWh en 2008 ». ³²

Au dossier R-3649-2007, la situation avait évolué depuis le dossier R-3624-2007. La tendance observée depuis le dernier plan d'approvisionnement 2005-2014 s'est poursuivie, soit une tendance à une baisse considérable des besoins en énergie résultant en une hausse identique des surplus du Distributeur. En effet, la tendance observée s'est non seulement maintenue, mais accentuée. D'autre part, les résultats pour la revente d'énergie démontraient un risque accru pour le Distributeur, compte tenu des surplus importants prévus pour l'année 2008. En effet, dans sa requête au dossier R-3649-2007, le Distributeur prévoyait faire face à des surplus additionnels de «1,6 TWh par rapport à la prévision des besoins présentée dans le dossier tarifaire 2008-2009 ». ³³ L'estimation de ces surplus au dossier R-3649-2007 était de 5,6 TWh pour l'année 2008, elle représentait donc une hausse importante par rapport au plan d'approvisionnement de 2005-2014, déposé en octobre 2006.

Dans ce contexte, le Distributeur avait choisi comme moyen de réduire ses surplus, de rétablir un équilibre entre l'offre et la demande pour l'année 2008 et de négocier avec ses deux plus importants fournisseurs (Hydro-Québec Production et TransCanada Energy (TCE)) une réduction de ses approvisionnements. ³⁴ Le dossier R-3624-2007 demandait à la Régie d'entériner une entente avec Hydro-Québec Production et le dossier R-3649-2007 avec TCE.

L'intérêt de cette entente a pu être mesuré à la lumière de l'expérience de l'année 2007, où le Distributeur a revendu d'importantes quantités d'énergie (près de 4 TWh) sur les marchés de court terme. En effet, depuis le début de mars 2007 le Distributeur a procédé à huit (8) appels d'offres couvrant les mois de mars à octobre 2007.

Le Distributeur est donc maintenant plus en mesure d'apprécier l'impact que peut avoir la revente de quantités importantes d'énergie sur les marchés.

Référence : Dossier R-3649-2007, B-1, HQD-2, Document 1, Page 6 de 19

Comme mentionné précédemment, puisque la Régie a refusé l'entente avec HQ-Production, le Distributeur a acquis de l'expérience de revente de près de 4 TWh de surplus sur les marchés de court terme en 2007. Selon le Distributeur, cette expérience lui aurait permis d'évaluer l'impact de ces reventes sur les marchés. Le Distributeur estime donc qu'un surplus énergétique moins important offre plus de flexibilité.

³¹ Réponse de HQD à EBMI, B-17-HQD 3, page 7, question 3.1

³² B-17-HQD 3, page 15, question 7.1

³³ Dossier R-3649-2007, HQD-2, Document 1, Page 5 de 19

³⁴ Dossier R-3649-2007, HQD-2, Document 1, Page 5 de 19

Toutefois, le Distributeur estime qu'un surplus énergétique plus modeste offre beaucoup plus de flexibilité, tant sur les moyens employés pour écouler les surplus, que sur la période appropriée pour procéder à la revente. Cette flexibilité est quasi inexistante lorsque des surplus de près de 6 TWh doivent être revendus sur les marchés, soit l'équivalent de 650 MW sur une base annuelle.

Référence : Dossier R-3649-2007, B-1, HQD-2, Document 1, Page 19 de 19

En ce sens, la Régie devrait baliser en quoi consiste un surplus plus modeste et favoriser, dans le cas des surplus plus importants, la réduction des approvisionnements au lieu de la revente. En statuant dans cette direction, la Régie favoriserait une saine gestion des approvisionnements du Distributeur et atténuerait les doutes et les incertitudes des fournisseurs face aux divergences d'opinions des responsables des dossiers de la Régie.

Nous maintenons cette position dans l'attente des éléments pris en compte par la Régie pour justifier la décision D-2008-076.

Le Distributeur a d'autre part « amorcé des discussions avec TransCanada Energy afin de mettre en place une entente prévoyant la réduction de la production d'électricité de la centrale de Bécancour pendant certaines périodes de l'année »³⁵. Le GRAME constate que le Distributeur souhaite gérer ses surplus en réduisant son portefeuille d'approvisionnements au lieu de développer des outils de revente d'énergie. Le Distributeur le mentionne en réponse à une demande de la Régie : « rappelle que sa fonction première est d'assurer l'équilibre offre-demande dans une perspective de minimisation des coûts. »³⁶ Cette décision du Distributeur semble raisonnable et justifiée en les circonstances.

L'entente cadre

Concernant la situation des surplus et la prime de puissance, il semble que la position du Distributeur soit aussi réaliste et sensée. Celui-ci dit préférer « rester avec l'entente cadre telle qu'elle est présentement définie, donc avec la prime de puissance strictement concentrée durant les trois cents (300) heures les plus chargées. »³⁷

³⁵ B-17-HQD 3, page 7, question 3.1

³⁶ B-14, HQD-3, Document 1, Page 46 de 79, réponse 28.3

³⁷ Extraits des notes sténographiques R-3649-2007, 13 novembre 2007, M. DANIEL RICHARD, page 16

Participant dans le marché

Quant à la question de décider si le Distributeur devrait devenir un participant au marché, nous sommes du même avis que le Distributeur lorsqu'il mentionne que cette notion est lourde. D'autre part, l'intention du Distributeur est de s'en remettre au cadre du nouveau plan d'approvisionnement et aux contreparties qui ont des outils leur permettant de réduire leur risque. Le Distributeur « *ne juge pas à propos que ce soit le Distributeur qui ait ce rôle là.* », ce qui nous semble également raisonnable.

Un autre élément à considérer demeure l'éventualité de se voir confronté à un scénario faible dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement, ce que le GRAME considère comme probable, tel que discuté précédemment. **Dans ce cas, il faudrait que la Régie établisse des balises permettant au Distributeur de négocier en toute confiance des ententes de réduction de livraison ou de report de contrat.**

« La notion de devenir participant dans le marché est beaucoup plus lourde que celle qu'on a pu explorer aujourd'hui. Donc, dans ce sens-là, le Distributeur entend s'en remettre de la même façon dans sa stratégie et c'est celle qu'on va encore présenter dans le cadre de nouveau plan d'approvisionnement justement à l'ensemble de nos contreparties parce qu'elles ont des stratégies pour aller sur ces marchés-là, elles sont marchandes, hein, elles ont des outils également financiers qui leur permettent de se protéger, elles ont l'ensemble des outils et on ne juge pas à propos que ça soit le Distributeur qui ait ce rôle là.

Comme on a fait référence, il y a des scénarios de la demande qui pourraient nous amener au-delà de ça un quatre point trois térawattheures (4,3 TWh) additionnel, c'est dans cet esprit-là.

On est déjà à cinq point six térawattheures (5,6 TWh), s'il fallait qu'on ait un scénario faible, comme on le mentionnait ce matin, on se retrouverait peut-être à un niveau de neuf point neuf térawattheures (9,9 TWh) à remettre dans les marchés, sans la suspension. Et c'est cet élément là, lorsqu'on parle de flexibilité, on a une belle flexibilité pour se remettre en équilibre si un scénario fort survient; toutefois, ça se complique pas mal si jamais un scénario faible se produit.

Extraits des notes sténographiques R-3649-2007, 13 novembre 2007, M. DANIEL RICHARD, question 278

Offres de services de courtage

Le GRAME est tout à fait en accord avec cette dernière assertion du Distributeur à l'effet qu'il n'a pas ce rôle-là de devenir participant ou négociant sur les marchés. En effet, selon la définition de « *distributeur d'électricité* », il s'agit d'activité de distribution d'électricité, tandis que « *fournisseur d'électricité* » est défini comme suit « *quiconque étant producteur ou négociant d'électricité fournit de l'électricité* ». Dans le cas où le Distributeur développerait des moyens plus spécifiques pour revendre de l'électricité, il agirait donc à titre de négociant d'électricité, puisqu'il n'est pas producteur.

Loi sur la Régie de l'énergie (art.2)

Définitions

2. Dans la présente loi, à moins que le contexte n'indique un sens différent, on entend par:

«distributeur d'électricité»;

«distributeur d'électricité»: Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité;

«fournisseur d'électricité»;

«fournisseur d'électricité»: quiconque étant producteur ou négociant d'électricité fournit de l'électricité;

Cependant, la Régie s'intéresse à cette opportunité (B-14, HQD-3, Document 1, Page 46 de 79, réponse 28.4) et demande au Distributeur dans quelle mesure il pourrait devenir un participant dans les marchés voisins. Le Distributeur répond qu'il n'a pas les volumes de transactions justifiant les coûts associés à la mise en place des infrastructures nécessaires à cette participation³⁸. Le GRAME est aussi en accord avec ces faits puisqu'il n'est pas dans les intentions du Distributeur de devenir un agent négociateur, ni un négociant en électricité, sa principale tâche étant d'assurer un approvisionnement en électricité aux marchés québécois. L'intention du Distributeur est de présenter un plan d'approvisionnement le plus près de la réalité et donc de diminuer ses surplus.

Dans cette optique, le fait de recourir aux offres de services de courtage, lorsque nécessaire, est une décision sensée en les circonstances. L'utilisation d'une contrepartie qui offre des services de courtage simplifie le processus d'accès aux marchés organisés. Dans cette optique, la création d'une plateforme électronique³⁹ ne semble pas être justifiée pour le Distributeur. Nous ne nous prononçons pas au présent dossier pour les autres départements d'Hydro-Québec, tels que Production ou TransÉnergie.

Au présent dossier, l'intervenant EBMI est par ailleurs préoccupé par la gestion des surplus anticipés pour l'année 2007-2008. Il a fait parvenir une lettre, en date du 6 mars 2008, à la Régie de l'énergie, l'informant du manque de coopération du Distributeur quant aux renseignements demandés concernant la gestion des surplus. En résumé, cet intervenant soutient ne pas avoir entre les mains les renseignements nécessaires *« à l'égard de l'évaluation de la stratégie du Distributeur à l'égard de la gestion de ses surplus »*. EBMI soutient également que le Distributeur *« se limite essentiellement à dire que la quantité d'énergie à écouler sur les marchés est un des éléments que le Distributeur doit considérer dans sa stratégie de revente »*, mais omet de mentionner *« quelles étaient les quantités d'énergie au-delà desquelles le Distributeur ne serait pas en mesure d'écouler les quantités d'énergie sur le marché »*.

Pour terminer, EBMI demande à la Régie que le Distributeur réponde à ses demandes de renseignements, puisqu'elles *« sont des plus pertinentes pour l'analyse de la stratégie de revente et d'optimisation du portefeuille du Distributeur »*.

³⁸ B-14, HQD-3, Document 1, Page 46 de 79, réponse 28.4

³⁹ B-14, HQD-3, Document 1, Page 46 de 79, réponse 28.4

Le Distributeur nous donne certaines informations quant à ses prévisions en termes de surplus pour les années 2008 à 2011. Le Tableau R.2.2, repris ci-dessous, fourni à EBMI suite à une demande de renseignements, démontre que les surplus envisagés par le Distributeur s'amenuiseront à brève échéance.

Tableau R.2.2

En TWh	2008 (avec TCE)	2009	2010	2011
AAR*	(5,6)	(2,9)	(0,3)	(0,1)
<i>Achats de court terme</i>	<i>0</i>	<i>0,1</i>	<i>1,0</i>	<i>1,2</i>
<i>Revente d'énergie</i>	<i>5,6</i>	<i>3,0</i>	<i>1,3</i>	<i>1,3</i>

*** Approvisionnements additionnels requis**

Référence : réponse de HQD à EBMI, B-17-HQD 3, page 6, question 2.2, Surplus anticipé

Néanmoins, tel que nous l'avons mentionné précédemment, la justesse des prévisions en efficacité énergétique pourrait avoir un impact à la baisse sur la prévision de la demande et donc un impact sur les surplus à venir. Dans cette optique, nous retenons que cette question préoccupe plus d'un intervenant, pour des raisons différentes et parfois opposées.

Il demeure important que la Régie trace une ligne de conduite à cet égard. Par exemple, il faudrait déterminer si la Régie considère le Distributeur comme un éventuel négociant en électricité, si tel est le cas, celui-ci devra développer des outils en gestion de ses surplus qui permettent la revente d'énergie à un prix au moins équivalent à leurs coûts d'achat, ce qui n'était pas le cas en 2007.

Nous maintenons cette position dans l'attente des éléments pris en compte par la Régie pour justifier la décision D-2008-076.

Conclusions

Contexte de gestion et développement durable

Rappelons la responsabilité de la Régie à l'égard de la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs de même que la mise en place de mécanismes qui permettent de satisfaire les besoins énergétiques dans une perspective de développement durable et d'équité au plan individuel de même qu'au plan collectif.

En ce sens, la Régie devrait baliser cette problématique de gestions des surplus avec une perspective de développement durable. Ce qui signifie la bonne énergie, au bon endroit, au bon moment. En effet, le Distributeur ne peut pas emmagasiner de l'énergie, comme c'est le cas du Producteur qui détient les réservoirs requis pour agir de la sorte, ce que le Distributeur ne peut prétendre.

Le GRAME considère le Producteur comme étant l'un des acteurs clés au Québec pour soutenir le développement durable de l'ensemble de la société québécoise et non pas seulement pour la clientèle du Distributeur et que cette énergie appartient à l'ensemble des québécois et québécoises. Le Distributeur n'a pas pour fonction de faire des profits sur la production québécoise d'énergie, mais de s'assurer un approvisionnement adéquat en électricité sur l'ensemble du territoire.

En effet, à l'heure actuelle, certains intervenants souhaitent que le Distributeur réalise des profits sur la revente d'énergie afin de réduire les tarifs d'électricité. Dans ce cas, ces intervenants demandent au Distributeur de devenir un agent négociateur pour leur permettre de réduire leurs coûts en énergie.

Quoi qu'il soit louable de réduire les tarifs et d'assurer une gestion efficace des surplus, le rôle du Distributeur n'est pas d'assurer des profits à la clientèle de HQD. Ce rôle appartient au Producteur pour l'ensemble des québécois et de la société québécoise. En effet, les effectifs de production n'appartiennent pas à la clientèle de HQD, puisqu'il ne s'agit pas d'une coopérative, mais d'une société d'état. Donc dans les cas d'approvisionnement par le Producteur, des balises devraient être établies par la Régie.

Le GRAME propose à la Régie d'entamer une réflexion à cet égard, quitte à créer un comité de travail composé de l'ensemble des intervenants au présent dossier afin de chercher une solution viable à cette problématique de gestion des surplus énergétiques découlant du plan d'approvisionnement du Distributeur.

Outre le fait que la décision D-2008-076 permettra au Distributeur de gérer une partie de ses surplus énergétiques, nous croyons que la recherche d'une solution viable à long terme ne doit pas être écartée, même s'il semble moins urgent de statuer sur les moyens envisageables au présent dossier. Un groupe de travail serait opportun en les circonstances.

Gestion cas par cas

Le GRAME est du même avis que la Régie à l'effet que la fiabilité de l'alimentation en énergie est importante et doit être considérée comme prioritaire. Le GRAME considère cependant que la gestion des surplus devrait faire l'objet de balises plus précises par la Régie afin d'éviter une gestion cas par cas, comme pour le dossier R-3624-2007, avec les résultats que l'on constate aujourd'hui, soit une revente de surplus en 2007, en moyenne, à un prix inférieur au coût d'approvisionnement.

On constate cependant que la Régie diverge dans ses opinions et qu'il sera difficile dans l'avenir, pour le Distributeur, de gérer ses surplus par la négociation d'ententes avec ses fournisseurs, notamment avec le Producteur. En effet, le fait que la Régie diverge dans ses opinions ne facilite pas la tâche de gestionnaire prudent des approvisionnements québécois par le Distributeur.

À la lumière de l'expérience acquise par les deux dossiers précédents, la Régie devrait proposer une orientation plus précise au Distributeur qui tient compte de tous les principes énumérés à l'article 5 de la Loi sur la Régie de l'énergie.

Nous maintenons cette position dans l'attente des éléments pris en compte par la Régie pour justifier la décision D-2008-076.

Flexibilité de revente et balises

En ce sens, la Régie pourrait baliser en quoi consiste un surplus plus modeste et favoriser, dans le cas des surplus plus importants, la réduction des approvisionnements au lieu de la revente. En statuant dans cette direction, la Régie favoriserait une saine gestion des approvisionnements du Distributeur et atténuerait les doutes et les incertitudes des fournisseurs face aux divergences d'opinions des responsables des dossiers de la Régie.

Dans ce cas, il faudrait que la Régie établisse des balises permettant au Distributeur de négocier en toute confiance des ententes de réduction de livraison ou de report de contrat.

Statut et rôle du Distributeur

Il demeure important que la Régie trace une ligne de conduite à cet égard. Par exemple, il faudrait déterminer si la Régie considère le Distributeur comme un éventuel négociant en électricité, si tel est le cas, celui-ci devra développer des outils en gestion de ses surplus qui permettent la revente d'énergie à un prix au moins équivalent à leurs coûts d'achat, ce qui n'était pas le cas en 2007.

Dans le cas contraire, la Régie devrait favoriser, dans certaines conditions, la réduction des approvisionnements, ce qu'elle n'a pas fait au dossier R-3624-2007. La Régie devrait valider des conditions qui assureraient une flexibilité suffisante au Distributeur pour assumer son rôle de gestionnaire des approvisionnements en électricité au Québec tout en limitant ses risques.

Nous maintenons cette position dans l'attente des éléments pris en compte par la Régie pour justifier la décision D-2008-076.

JUMELAGE EOLIEN STRATEGIE

Projets pilotes au Nunavik

Concernant le Nunavik, le Distributeur compte réaliser deux projets pilotes pour la réalisation du projet de jumelage-éolien-diesel (« JED »). Deux sites ont été envisagés. Le distributeur a d'ailleurs entamé des démarches et des campagnes anémométriques. Nous constatons que les démarches auprès des communautés ne sont pas encore commencées.⁴⁰

- *réalisera deux projets pilotes au Nunavik en vue de la réalisation éventuelle de JED dans toutes les communautés de cette région. Les sites actuellement envisagés pour ces projets pilotes sont Kangiqsualujjuaq et Akulivik ;*

Référence : HQD-2, Document 1, Page 16 de 36

Le GRAME demande à la Régie d'entériner les démarches du Distributeur et même d'accélérer celles concernant les communautés. En effet, cette tâche demande du temps et doit respecter dans certains cas un protocole de communication propre à ces communautés. Le Distributeur devrait s'y attarder tôt dans le processus.

Projet de raccordement de la Romaine

Préambule

Concernant le projet de raccordement de la Romaine, le Distributeur :

- *poursuit les études technico-économiques et les discussions avec la communauté, relativement au raccordement de La Romaine au réseau intégré ;*

Référence : HQD-2, Document 1, Page 16 de 36

Concernant ce projet de raccordement, le Distributeur nous mentionne que les études technico-économiques sont en cours et seront terminées à l'automne prochain. Fait intéressant, la communauté semble ouverte à un raccordement si celui-ci ne compromet pas le projet de centrale hydraulique.⁴¹ Le GRAME est en faveur d'un tel raccordement de la Romaine.

⁴⁰ B-19, HQD-3, Document 6, réponse 18.1, page 41

⁴¹ B-19, HQD-3, Document 6, réponse 19.1, page 43

Une nouvelle centrale à Akulivik

Préambule

Une nouvelle centrale est requise à Akulivik, avec une mise en service prévue en 2012, étant donné l'augmentation de la charge plus importante que prévu. Le Distributeur prévoit soumettre ce projet pour autorisation de la Régie, en 2009.

Deux campagnes anémométriques sont présentement en cours, une à Akulivik et l'autre à Kangiqsualujjuaq. Celle à Akulivik permettra d'évaluer le potentiel éolien en vue de la réalisation d'un projet pilote de JED en parallèle à la construction de la nouvelle centrale.

Référence : HQD-2, Document 1, Page 27 de 36

Dans une perspective de développement durable et de réduction des coûts relatifs du projet de la centrale requise à Akulivik, le GRAME est favorable à la réalisation du projet pilote de JED qui sera réalisé en parallèle à la construction de cette centrale.

Concernant le programme fédéral ÉcoÉNERGIE, comme la date limite de mise en service est le 31 mars 2011, le Distributeur mentionne au GRAME que « *la mise en service de la nouvelle centrale ne peut pas être réalisée avant 2012. Il ne serait pas économique d'intégrer l'éolien à l'ancienne centrale en 2011 et refaire le travail par la suite pour l'intégrer à la nouvelle centrale.* » Cependant, « *Une mise en service en 2011 sera envisagée pour Kangiqsualujjuaq, en fonction des discussions avec, d'une part, la communauté et d'autre part, les éventuels promoteurs ou fournisseurs.* » ⁴² **Le GRAME est satisfait des réponses obtenues du Distributeur.**

⁴² B-19, HQD-3, Document 6, Réponse : 20.3, page 45

Nouvel appel d'offres de 500 MW réservé

Préambule

Appels d'offres en voie d'être lancés

De plus, dans la stratégie énergétique du Québec, rendue publique en 2006, « le gouvernement annonce le lancement d'un nouvel appel d'offres de 500 MW... ». Selon l'énoncé de politique, cet appel d'offres s'adressera aux projets éoliens développés par les municipalités et les communautés autochtones. Les livraisons pourraient débiter en décembre 2011 et augmenter au rythme de 100 MW par année, jusqu'à l'atteinte de l'objectif. Pour les fins de la planification, les quantités d'énergie et de puissance découlant de ces appels d'offres ont été incorporées aux bilans du Distributeur, tels que présentés à la section 5.1.

Par ailleurs, le Distributeur n'inclut aucune contribution découlant d'éventuels appels d'offres dans le cadre du Règlement sur l'énergie produite par cogénération.

Référence : B-1 HQD, page 31

Programme ÉcoÉNERGIE

Le « Programme ÉcoÉNERGIE pour l'électricité renouvelable » du gouvernement canadien, annoncé le 19 janvier 2007, offre aux projets admissibles, notamment les parcs éoliens, une prime d'incitation de 1 cent par kilowattheure de production pendant 10 ans. Les projets doivent être mis en service avant le 31 mars 2011.

En vertu des contrats d'approvisionnement de long terme signés par le Distributeur avec les fournisseurs d'énergie éolienne et approuvés par la Régie, les fournisseurs s'engagent à verser au Distributeur 75 % du total des primes éventuellement reçues dans le cadre de programmes gouvernementaux d'incitation à la production d'énergie renouvelable.

Référence : HQD-1, Document 1, page 32

En vertu des contrats d'approvisionnement de long terme, le Distributeur récupère « ...75 % du total des primes éventuellement reçues dans le cadre de programmes gouvernementaux d'incitation à la production d'énergie renouvelable », comme c'est le cas avec le Programme ÉcoÉNERGIE du gouvernement Canadien. Nous sommes préoccupés par l'impact de cette pratique sur le développement de projets éoliens par les municipalités et les communautés autochtones. Ces projets de faible taille nécessitent des investissements plus importants par KW. Rappelons que la Stratégie énergétique du Québec propose qu'un nouvel appel d'offres de 500MW soit réservé aux municipalités et aux communautés autochtones.

Le Distributeur mentionne au GRAME qu'il « n'a pas déterminé les critères et modalités contractuelles applicables aux prochains appels d'offres. Ceux-ci seront élaborés après analyse du règlement à venir pour ce bloc et, le cas échéant, des préoccupations que le gouvernement pourrait émettre à ce sujet. »⁴³

De plus, selon le Distributeur « La pratique actuelle apparaît raisonnable compte tenu qu'au moment de soumettre leurs prix, les soumissionnaires ignorent s'ils bénéficieront ou non du programme, les sommes allouées étant limitées et confirmées une fois la construction débutée. Pour pallier l'incapacité des soumissionnaires à prendre en compte ces revenus potentiels au moment de la soumission, **les appels d'offres dédiés à l'énergie éolienne font abstraction de ces revenus**, c'est-à-dire que les prix sont offerts sans considération du programme. »⁴⁴

Néanmoins, le GRAME souhaite voir cette pratique allégée afin qu'elle favorise le retour de ces « *primes éventuellement reçues dans le cadre de programmes gouvernementaux d'incitation à la production d'énergie renouvelable* » aux communautés participantes. Celles-ci pourraient être utiles à la réalisation de projets en parallèle et soutenir le développement durable de ces communautés. Rappelons à la Régie son rôle en ce qui a trait au développement durable, développement parfois difficile en région éloignée.

Nouveau rapport déposé par le Distributeur en date du 23 mai

Le rapport préparé par l'Institut de Recherche en Électricité (IREQ) pour le développement d'un nouveau simulateur de planification et exploitation de ses réseaux autonomes, JED2, déposé au présent dossier suite à la demande de renseignements no 4 de la Régie, met en lumière la mise à jour des études réalisées en 2003 et 2004, notamment pour les quatorze réseaux autonomes des villages du Nunavik, ce qui s'imposait : (Référence : Annexe 1, page 1)⁴⁵

IREQ mentionne que cette mise à jour s'imposait pour les raisons suivantes :

- L'augmentation importante des coûts de carburant ;
- L'évolution de la demande des réseaux ;
- L'évolution du coût des équipements de production éolienne ;
- L'émergence prévue d'un marché du carbone (évalué à 15 \$/tonne de CO2 évité).

⁴³ B-19, HQD-3, Document 6, Réponse : 23.4, page 52

⁴⁴ B-19, HQD-3, Document 6, Réponse : 23.5, pages 52 et 53

⁴⁵ Demande R-3648-2007 – Phase II, Réponse à la demande de renseignements no4 de la Régie

Mentionnons également que l'IREQ précise en page 5 que :

L'augmentation importante du coût du carburant, combinée à l'inclusion d'une valeur de 15 \$/tonne de CO2 évité, augmente le rendement de façon marquée proportionnellement à la grosseur des réseaux ;

et que

Cet effet est maximal à Inukjuak et Kuujjuarapik, de même qu'à Kuujjuaq, Puvirnituaq et Salluit ;

Ces faits permettront dans l'avenir de juger plus adéquatement, cas par cas, de la valeur économique et environnementale des projets de jumelage JED. Rappelons à cet égard la position du GRAME et de SÉ-AQLPA au dossier R-3623-2007, soulignant l'importance d'inclure dans l'analyse économique la valeur en coût évité de CO2 puisque celle-ci augmente le rendement du dit projet de jumelage.

Le GRAME est donc satisfait des résultats de cette étude en espérant qu'ils seront pris en compte sérieusement à la fois par le Distributeur et la Régie lors des prochains dossiers de JED.

REDUCTION D'ÉMISSIONS DE GES ET CADRE RÉGLEMENTAIRE CANADIEN EN RA

Préambule

Le tableau suivant présente une estimation de la réduction des émissions de CO₂ qui pourrait être réalisée par le remplacement d'une partie — de la totalité, dans certains cas — de la production thermique par de l'énergie de sources renouvelables. Les quantités d'émissions sont basées sur les données réelles arrondies de 2005. Les données du tableau ne sont présentées qu'à titre indicatif de ce qui pourrait être réalisé. Les émissions évitées au Nunavik sont établies à partir de l'étude Systèmes jumelés éolien-diesel au Nunavik – Établissement des configurations et VAN optimales pour les quatorze villages, préparée par l'IREQ, déjà déposée lors de l'étude du Plan d'approvisionnement 2005-20148.

On peut évaluer que les projets actuellement envisagés ou en voie de réalisation pourraient permettre à terme une réduction des émissions de CO₂ de l'ordre de 41 000 tonnes par an, soit une réduction de 21 %.

Référence : HQD-2, Document 1, Page 17 de 36

Concernant les possibilités de réduction des GES suite à ces projets, le Distributeur a entamé des études et prévoit les rendre disponibles en fin de mars 2008 pour les centrales Akulivik et Kangiqsualujjuaq, à la fin avril pour le Nunavik et les Îles-de-la-Madeleine et au début de juin pour toutes les communautés sauf Wemotaci.⁴⁶ Une estimation des réductions d'émissions de CO₂ a été présentée par le Distributeur au tableau 6 de la pièce HQD-2, Document 1, Page 18, ci-dessous.

Rappelons que ces démarches sont importantes dans le cadre du nouveau système canadien de crédits compensatoires. En effet, le Distributeur doit non seulement quantifier les émissions provenant des centrales thermiques en réseau autonome mais aussi quantifier la réduction des émissions de GES suite aux nouveaux projets de JED en réseau autonome. Réductions qui pourront être appliquées, le cas échéant, à rencontrer les cibles d'intensité d'émissions des centrales thermiques qui alimentent les réseaux autonomes.

⁴⁶ B-14, HQD-3, Document 1, Page 61 de 79, réponse 36.1

1
2

TABLEAU 6
RÉDUCTION POTENTIELLE DES ÉMISSIONS DE CO₂

CENTRALE	ÉMISSIONS CO ₂ (tonnes/an)	SCÉNARIO ENVISAGE	RÉDUCTION CO ₂ (tonnes/an)	RÉDUCTION CO ₂ %
NUNAVIK				
Akulivik	1 600	J.E.D.	800	
Aupaluk	800	J.E.D.	500	
Inukjuak	5 200	J.E.D. ou J.H.D. ¹	3 000	
Ivujivik	1 000	J.E.D.	500	
Kangiqsualujuaq	2 700	J.E.D.	1 500	
Kangiqsujuaq	2 000	J.E.D.	900	
Kangirsuk	2 000	J.E.D.	900	
Kuujuuaq	10 400	J.E.D.	3 000	
Kuujjuarapik	6 400	J.E.D.	2 500	
Puvimituk	5 200	J.E.D.	1 900	
Quaqtaq	1 400	J.E.D.	400	
Salluit	3 700	J.E.D.	1 400	
Tasiujaq	1 200	J.E.D.	600	
Umijuq	1 300	J.E.D.	800	
TOTAL	44 900		18 700	42%
	23%			
BASSE CÔTE-NORD				
La Romaine	8 900	RACCORDEMENT ²	8 900	
La Tabatière	0	AUCUN	0	
Blanc-Sablon	0	AUCUN	0	
Saint-Augustin	0	AUCUN	0	
TOTAL	8 900		8 900	100%
	5%			
ANTICOSTI				
Port-Menier	3 400	AUCUN	0	
TOTAL	3 400		0	0%
	2%			
HAUTE-MAURICIE				
Opiticwan	7 300	AUCUN	0	
Clova	500	AUCUN	0	
Weymotaci	3 600	RACCORDEMENT ²	3 600	
TOTAL	11 400		3 600	32%
	6%			
ÎLES-DE-LA-MADELEINE				
Île d'Entrée	700	AUCUN	0	
Cap-aux-Meules	122 500	J.E.D.	9 800	
TOTAL	123 200		9 800	8%
	64%			
TOTAL DES RÉSEAUX	191 800		41 000	21%

3

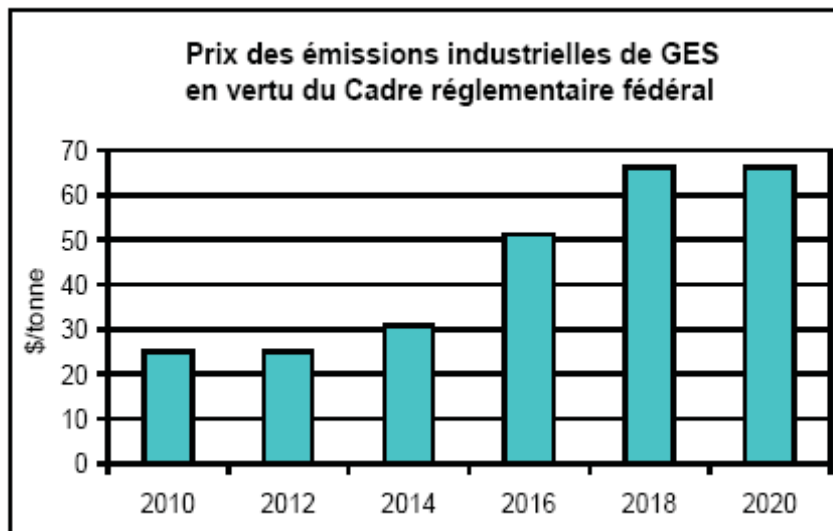
4 1 Jumelage hydraulique diesel
5 2 Raccordement au réseau intégré

Référence : HQD-2, Document 1, Page 18 de 36

Ces projets sont donc importants pour le Distributeur et réduiront les coûts projetés des cibles à rencontrer. Rappelons que pour débiter le processus, le cadre réglementaire prévoit un prix de 15\$ la tonne de GES équivalent pour le fonds technologie⁴⁷. Cependant, cette valeur pourrait évoluer dans le temps jusqu'à 65 \$ la tonne d'ici 2020.

« D'ici 2020, les entreprises font face à un prix du carbone d'environ 65 \$ la tonne, ce qui rend les réductions à l'interne et l'achat de crédits compensatoires auprès de sources non réglementées parmi les options les plus abordables. »

Référence : Prendre le virage : Une modélisation détaillée des émissions et de l'aspect économique, Gouvernement du Canada, mars 2008, Page 7



Référence : Prendre le virage : Une modélisation détaillée des émissions et de l'aspect économique, Gouvernement du Canada, mars 2008, Page 7

Par conséquent, le GRAME propose qu'une évaluation des économies rencontrées dans le cadre réglementaire du système de crédits soit faite et incluse à titre de réduction des coûts projetés pour tout projet de JED proposé par le Distributeur. Cette évaluation pourrait être fournie dès que le cadre réglementaire entrera en vigueur, soit en 2009.

⁴⁷ Prendre le virage : Une modélisation détaillée des émissions et de l'aspect économique, Gouvernement du Canada, mars 2008, Page 7

Solutions commerciales et partenariats avec les communautés

Concernant la réalisation de projets de JED, le Distributeur mentionne être favorable à toute solution commerciale incluant la création de partenariats avec les communautés locales visées par un projet de jumelage-éolien-diesel (JED).⁴⁸

Le GRAME est aussi en faveur de toute solution commerciale favorisant de tels partenariats, de même qu'en faveur de projets favorisant l'obtention de subventions permettant de réduire les coûts d'implantation de tels projets, telles que celle offerte par le Programme fédéral écoÉNERGIE pour l'électricité renouvelable.

Le Distributeur mentionne au GRAME être favorable à toute solution commerciale permettant la réalisation de tels projets. Concernant la possibilité d'avoir recours au programme de subvention écoÉNERGIE pour l'électricité renouvelable, le Distributeur mentionne n'avoir pas encore débuté ses recherches, mais qu'elles feront partie des étapes à venir. **Le GRAME est satisfait de ces réponses.**

Nous recommandons cependant d'être vigilant à cet égard, quitte à faire appel à des firmes spécialisées en la matière. Mentionnons que de nombreux programmes existent dans le domaine de la fiscalité des entreprises. Ces programmes, quoi que non admissibles directement par le Distributeur puisque Hydro-Québec n'est pas assujetti au paiement d'impôts, pourraient intéresser des entreprises désirant développer une expertise en recherche et développement expérimental.

Les technologies alternatives visant à réduire les émissions atmosphériques en réseaux autonomes pourraient visiblement être associées à de tels projets, notamment en recherche scientifique et développement expérimental. À titre d'exemple, mentionnons le Programme d'encouragement à la recherche scientifique et au développement expérimental de l'Agence du revenu du Canada (ARC).

⁴⁸ Réponse de HQD à la Régie, B-14, HQD-3, Document 1, Page 42 de 79, réponse 18.2

Le Programme d'encouragement à la recherche scientifique et au développement expérimental de l'Agence du revenu du Canada (ARC)

Le gouvernement fédéral offre des encouragements fiscaux aux contribuables canadiens qui mènent des activités de recherche scientifique et de développement expérimental (RS&DE) au Canada. Le programme encourage l'industrie, y compris les petites entreprises et les entreprises naissantes, à mettre au point des produits et des procédés technologiques de pointe au Canada.

Les clients peuvent demander des crédits d'impôt à l'investissement pour la RS&DE pour des dépenses telles que les traitements et salaires, les matériaux, la machinerie, l'équipement, certains frais généraux et les contrats de RS&DE.

Source : Portail du Ministère des finances du Canada.⁴⁹

Mentionnons que l'utilisation des crédits d'impôts pour la recherche scientifique et le développement expérimental est définitivement un axe intéressant permettant aux entreprises de se démarquer et, notamment, de développer une expertise en technologies nouvelles relatives au secteur de la production d'énergie et de l'efficacité énergétique. **Les considérations contractuelles devront cependant être analysées attentivement selon les lois fiscales canadiennes.**

L'objet de notre propos est de se demander si effectivement la connaissance de ces incitatifs est assez répandue pour faciliter l'apport de capitaux et donc favoriser l'émergence de technologies nouvelles, par exemple dans le domaine des énergies alternatives. Les règles relatives à l'admissibilité des dépenses en recherche et développement sont suffisamment complexes pour nécessiter l'accès à des connaissances et à des compétences professionnelles. Il existe, en effet, de nombreuses règles d'anti-évitement qui doivent faire l'objet d'une analyse attentive. Les activités qui peuvent bénéficier des incitatifs fiscaux au titre de recherche et développement sont associées étroitement aux domaines de la science et de la technologie, tel que défini à l'article 248(1) de la *Loi sur l'impôt sur le revenu*,⁵⁰ reproduit ci-dessous à titre indicatif.

Le Distributeur aurait tout avantage à développer des partenariats avec des firmes voulant investir dans des projets en recherche scientifique et développement expérimental. Celles-ci pourraient couvrir l'ensemble des frais relatifs à la recherche par le programme précité. De cette manière, ces frais seraient réduits des coûts de mise en œuvre de ces technologies d'une part, et permettraient d'autre part le développement de compétences nouvelles par les partenaires du Distributeur.

⁴⁹ Ministère des finances du Canada, Expertise en information d'affaires, Agence du revenu du Canada (ARC), *Le Programme d'encouragement à la recherche scientifique et au développement expérimental de l'Agence du revenu du Canada (ARC)*, consulté le 19 mars 2007, <http://www2.gouv.qc.ca/entreprises/portail/quebec/strategie?lang=fr&g=strategie&sg=&t=c&e=16830012>

⁵⁰ Impôt sur le revenu, Loi de l' (L.R.C. 1985, ch. 1 (5e Suppl.))

Bien qu'importante, il ne s'agit pas d'une question simple et nous ne sommes pas en mesure d'évaluer cette variable. La firme *Deloitte Samson Bélair*, qui se spécialise notamment dans l'utilisation des crédits d'impôt à la RS&DE, nous fournit un examen des secteurs d'activités pouvant être admissibles à cet incitatif fiscal. Cette firme est d'avis que les crédits peuvent être utilisés de manière créatrice et stratégique et même utilisés pour le développement à l'international.⁵¹

Les secteurs d'activités pouvant envisager l'utilisation de cet incitatif sont notamment les suivants :

- ◇ Secteur des Pâtes et Papiers : projet d'utilisation des combustibles de biomasses.
- ◇ Secteur de production de l'aluminium : projet de conversion des brûleurs à l'huile biologique, de couvert d'anodes ou de réduction des effets anodiques.
- ◇ **Secteur de l'énergie : projet d'utilisation de biomasse, de cogénération, de production d'énergie éolienne et d'utilisation de technologies innovatrices, tel que la géothermie.**

De toute évidence, des firmes spécialisées dans l'administration de tels incitatifs fiscaux demeurent pratiquement indispensables, surtout dans le cas du Distributeur qui ne bénéficierait pas directement des avantages de ces programmes et qui devrait développer des partenariats avec des firmes spécialisées en recherche et développement à cet égard.

C'est pourquoi la connaissance de ces règles est importante. L'utilisation de cet incitatif pour le développement de technologies nouvelles dans le domaine des énergies renouvelables ou de l'efficacité énergétique n'est probablement pas suffisamment étendue, surtout dans le cadre du Québec.

Une étude doit être menée par le Distributeur afin de connaître la portée de l'utilisation d'un tel incitatif au Québec, appliqué dans le cadre de partenariats commerciaux. Une analyse des barrières à l'entrée et des difficultés rencontrées doit aussi être faite, de même que la recherche de solutions visant à favoriser, le cas échéant, l'utilisation de cet incitatif ou de tout autre incitatif de même nature à plus grande échelle.

⁵¹ Présentation au Conseil patronal de l'environnement du Québec, à l'Hotel InterContinental. Deloitte, Samson Bélair, Le plan vert et Kyoto : des incitatifs à la recherche et au développement pour vous démarquer, le 11 mai 2005, Montréal.

ÉOLIEN ET GRILLE DES CRITERES NON MONETAIRES

Préambule

Appel d'offres en cours

Un seul appel d'offres de long terme est en cours. Il s'agit de celui portant sur l'achat de 2 000 MW d'énergie éolienne, lancé en octobre 2005 et découlant du second bloc d'énergie éolienne décrété par le gouvernement du Québec.

L'ouverture des soumissions a eu lieu le 19 septembre 2007 et le Distributeur a reçu 66 offres totalisant 7 724 MW.

Référence : HQD-1, Document 1, pages 29 et 30 de 60

Le Distributeur annoncera les soumissionnaires retenus lors des prochains mois et entend signer les contrats au printemps 2008.

Les bilans en énergie et en puissance montrent une contribution de ces projets basée sur un taux de livraison garanti équivalant à 30 % de la puissance installée, avec une contribution en puissance équivalente. Cette contribution en puissance pourrait provenir d'une entente d'équilibrage ou de la contribution propre des éoliennes.

Référence : HQD-1, Document 1, Page 31 de 60

25 mai 2007 La Régie approuve de nouvelles modifications à la grille de sélection applicables à l'appel d'offres pour le second bloc d'énergie éolienne de 2 000 MW, pour donner effet au décret 96-2007, par sa décision D-2007-59.

Référence : HQD-1, Document 2, Annexe 1C, Page 34 de 291

Concernant les projets acceptés à l'ouverture pour l'appel d'offres de 2000 MW 2005/03 éolien⁵² et la grille des critères non monétaires⁵³, le Distributeur nous mentionne que celle-ci intervient à l'étape 2 du processus alors que la liste finale des soumissions acceptées est établie avant le processus d'analyse des soumissions.⁵⁴

L'intérêt d'une telle grille est de promouvoir les objectifs du Décret du Gouvernement numéro 927-2005 daté du 12 octobre 2005, concernant les préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées à la Régie de l'énergie à l'égard du second bloc d'énergie éolienne.

⁵² Inventaire des soumissions A-O 2005-03 éolien 2000 MW : Liste finale des soumissions acceptées à l'ouverture des soumissions le 19 septembre 2007

⁵³ Référence : <http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/decisions/D-2007-59.pdf>

⁵⁴ B-19, HQD-3, Document 6, Réponse : 21.1, page 47

Il demeure donc important de pouvoir évaluer les impacts de cette grille sur le développement de projets en partenariat avec les régions et les communautés autochtones. Concernant l'inventaire des soumissions A-O 2005-03 Éolien 2000 MW et la liste finale des soumissions acceptées à l'ouverture des soumissions le 19 septembre 2007, le GRAME souhaitait que le Distributeur précise quels sont les projets qui pourraient être réalisés en partenariat avec les communautés autochtones et ceux qui pourraient l'être avec les municipalités ou les MRC.

Le Distributeur mentionne que cette information « *ne fait pas partie des éléments d'information rendus publics lors de l'ouverture des soumissions, en vertu de la procédure d'appel d'offres et ne peut donc être divulguée.* »⁵⁵ De plus, celui-ci « *...n'est pas disposé à rendre publique quelque information sur le contenu des soumissions, même sous une forme agrégée.* »⁵⁶

D'autre part, le Distributeur n'est pas en mesure de préciser dans quelle mesure « *Le pointage accordé aux soumissions comportant des participations des communautés autochtones, des municipalités et des MRC vise à inciter le développement de projets de parcs éoliens en partenariat avec ces communautés. Cependant, le Distributeur n'est pas en mesure de déterminer son impact.* »⁵⁷

Concernant les projets acceptés à l'ouverture pour l'appel d'offres de 2000 MW 2005/03 éolien⁵⁸ et la grille des critères non monétaires⁵⁹. Suite aux développements récents, soit le dévoilement des projets retenus, le GRAME est d'avis que le Distributeur devrait déposer en suivi de ce dossier, une analyse de l'impact de la grille des critères non monétaires sur le choix des projets retenus. En effet, à la lumière de cette analyse, la grille pourrait être modifiée si elle ne favorise pas l'atteinte des objectifs du décret 927-2005 daté du 12 octobre 2005.

~~Il est probablement trop tôt dans le processus actuel du dernier appel d'offres pour déterminer quels seront les projets retenus et quel sera l'impact de la grille des critères non monétaires sur les partenariats créés en les circonstances.~~

Le GRAME recommande donc qu'une telle analyse soit présentée sous la forme d'un rapport séparé à la Régie en suivi du Plan d'approvisionnement au cours des prochains mois.

⁵⁵ B-19, HQD-3, Document 6, Réponse : 21.4, page 48

⁵⁶ B-19, HQD-3, Document 6, Réponse : 21.5, page 48

⁵⁷ B-19, HQD-3, Document 6, Réponse : 21.6.1, page 48

⁵⁸ Inventaire des soumissions A-O 2005-03 éolien 2000 MW : Liste finale des soumissions acceptées à l'ouverture des soumissions le 19 septembre 2007

⁵⁹ Référence : <http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/decisions/D-2007-59.pdf>

TECHNOLOGIES ENERGETIQUES RENOUVELABLES POUR LES RESEAUX AUTONOMES

Contexte

Le rapport préparé par le Centre Hélios concernant les « *Technologies permettant de réduire l'utilisation du diesel dans les réseaux autonomes* » démontre l'intérêt grandissant du Distributeur à réduire ses coûts en énergie et en utilisation du diesel en réseaux autonomes. En effet, les coûts évités de production en électricité par réseau autonome varient entre 12,30 ¢/kWh aux Iles-de-la-Madeleine et 52,75 ¢/kWh au Nunavik, comme le démontre le tableau 6.1. Ces coûts seraient constitués des coûts d'investissement, des coûts de combustibles associés aux coûts de fonctionnement des centrales et des coûts d'entretien.

TABLEAU 6.1 : COÛTS ÉVITÉS DE PRODUCTION EN ÉLECTRICITÉ PAR RÉSEAU AUTONOME - ANNUITÉ CROISSANTE EN ¢/KWh 2008

Réseau	Coût évité électricité ¢/kWh 2008
Iles-de-la-Madeleine	12,30
Anticosti	45,92
Haute Mauricie	30,47
Nunavik	52,75
Romaine	45,92

Référence : Dossier R-3644-2007, HQD-14, doc. 3, page 93 et 94

Mentionnons que le coût évité de mazout (compensation de 30%) n'est pas inclus dans le calcul du coût évité en électricité, tel que présenté au tableau 6.1.

Réponse :

**Tableau R-16.6.1
Compensation mazout avec avantage économique de 30 %
(en k\$)**

Territoires	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Îles-de-la-Madeleine	1 621	1 316	1 205	2 137	2 174	3 350	3 580	3 922
Anticosti	75	94	64	67	82	124	97	106
Haute-Mauricie	211	445	420	488	557	755	749	993
La Romaine	2	1	1	2	0	3	3	2
Nunavik	548	869	1 116	1 290	496	1 333	1 335	2 283
Whapmagoostui	125	180	203	200	181	339	317	399
Total	2 581	2 906	3 009	4 184	3 491	5 904	6 081	7 704

Référence : B-19, HQD-3, document 6, page 39, réponse R-16.6.1

En réponse à une demande de renseignements (B-19, HQD-3, document 6, page 39, réponse R-16.6.1) du GRAME, le Distributeur a chiffré la mesure de compensation de 30 % offerte en réseaux autonomes à près de 8 millions pour l'année 2007. Notez qu'il existe un écart de 1,6 millions supplémentaires entre 2006 et 2007, écart résultant principalement du réseau du Nunavik.

Il est donc tout à fait logique pour le Distributeur d'envisager toute technologie qui pourrait s'avérer plus rentable globalement, à moyen et long terme, que l'addition des coûts évités et de la compensation monétaire versée.

Impact sur les revenus requis du Distributeur

En effet, les coûts de production d'électricité en réseaux autonomes sont importants et ont un impact sur les revenus requis du Distributeur. À cet égard, au dossier R-3644-2007, le Distributeur nous a fourni un tableau représentant cet impact.

Tableau R-7.17

PROGRAMMES D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE DES RÉSEAUX AUTONOMES
IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS DU DISTRIBUTEUR (k\$ COURANTS)

Sous-total – Marché Résidentiel									
	<u>2008</u>	<u>2009</u>	<u>2010</u>	<u>2011</u>	<u>2012</u>	<u>2013</u>	<u>2014</u>	<u>2015</u>	<u>2016</u>
Impact du compte de frais reportés	42	202	192	163	175	167	159	151	143
Coûts évités par le Distributeur	-233	-476	-485	-495	-505	-515	-422	-325	-332
Coûts d'exploitation supplémentaires	-36	-79	-77	-73	-72	-72	-59	-46	-47
Pertes de revenus	94	188	188	188	188	188	138	89	89
Impact sur les revenus requis du Distributeur	-135	-165	-182	-197	-214	-232	-184	-132	-147
Sous-total – Marché Affaires									
	<u>2008</u>	<u>2009</u>	<u>2010</u>	<u>2011</u>	<u>2012</u>	<u>2013</u>	<u>2014</u>	<u>2015</u>	<u>2016</u>
Impact du compte de frais reportés	11	52	49,8	47,4	45,3	43,2	41,2	39,1	37,1
Coûts évités par le Distributeur	-64	-130	-132,2	-134,9	-137,6	-140,3	-143,1	-146,0	-148,9
Coûts d'exploitation supplémentaires	-9	-19	-18,9	-18,3	-17,8	-17,9	-18,3	-18,8	-19,5
Pertes de revenus	22	44	44,5	44,5	44,5	44,5	44,5	44,5	44,5
Impact sur les revenus requis du Distributeur	-35,3	-51,6	-56,8	-61,2	-65,5	-70,5	-75,8	-81,2	-86,8
COMPLÉMENT (TRONC COMMUN)									
	<u>2008</u>	<u>2009</u>	<u>2010</u>	<u>2011</u>	<u>2012</u>	<u>2013</u>	<u>2014</u>	<u>2015</u>	<u>2016</u>
Impact du compte de frais reportés	15,6	74,3	70,9	67,5	64,6	61,6	58,7	55,8	52,8
Coûts évités par le Distributeur	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Coûts d'exploitation supplémentaires	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pertes de revenus	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Impact sur les revenus requis du Distributeur	15,6	74,3	70,9	67,5	64,6	61,6	58,7	55,8	52,8
GRAND TOTAL (Mesures et Tronc commun)									
	<u>2008</u>	<u>2009</u>	<u>2010</u>	<u>2011</u>	<u>2012</u>	<u>2013</u>	<u>2014</u>	<u>2015</u>	<u>2016</u>
Impact du compte de frais reportés	69	328	313	298	285	272	259	246	233
Coûts évités par le Distributeur	-297	-605	-617	-630	-642	-655	-565	-471	-481
Coûts d'exploitation supplémentaires	-47	-97	-96	-92	-90	-90	-78	-65	-67
Pertes de revenus	116	232	232	232	232	232	183	133	133
Impact sur les revenus requis du Distributeur	-159	-142	-168	-191	-215	-240	-201	-157	-181

Référence : Dossier R-3644-2007, Réponse à la DD renseignements no1, de GRAME, HQD-15, Document, Pages 33 et 34, R-7.17

Par conséquent, le GRAME trouve justifiée économiquement la démarche entreprise par le Distributeur à l'égard des technologies permettant de réduire l'utilisation du diesel dans les réseaux autonomes.

D'autre part, d'une manière globale, une réduction de l'utilisation du diesel en réseaux autonomes devrait, selon les technologies explorées, s'avérer avantageuse dans le bilan des émissions atmosphériques de ces réseaux.

Rappelons que tout projet permettant une telle réduction nette pourrait faire partie des projets admissibles aux REC et notamment aux crédits compensatoires du gouvernement canadien, ou intéresser des investisseurs étrangers.

Crédit compensatoire

Crédit octroyé par Environnement Canada à un promoteur de projet pour les réductions ou suppressions de gaz à effet de serre réalisées par un projet de compensation. Un crédit représente une tonne d'émissions réduites ou supprimées en équivalent en dioxyde de carbone. Les crédits compensatoires peuvent être échangés et mis en banque, et leur utilisation à des fins de conformité est sensée être non restrictive.

Référence ; Système canadien de crédits compensatoires pour les gaz à effets de serre, mars 2008, Gouvernement du Canada, ISBN 978-0-662-05520-4

Dans la présente section, le GRAME souhaite émettre de brefs commentaires suite à l'analyse du rapport du Centre Hélios. Nos préoccupations concernent le potentiel technico-économique en comparaison avec les coûts évités du Distributeur en réseau autonome et le potentiel de réduction d'émissions atmosphériques de ces technologies.

Commentaires sur le rapport Les énergies renouvelables

À l'égard du rapport sur *Les énergies renouvelables*, le GRAME est globalement en accord avec les propos, commentaires et recommandations émis par le consultant retenu par le Distributeur.

Concernant la géothermie, le GRAME est conscient de la problématique relative à la variabilité de la performance de la géothermie en réseaux autonomes, surtout dans le cas des réseaux au nord du 53e parallèle. Ces systèmes (pompes) devront fonctionner soit à l'électricité, soit au gaz naturel. De notre compréhension, l'usage de gaz naturel n'est pas encore très développé pour cette technologie. Le Distributeur devrait donc fournir cette énergie pour le chauffage des locaux, ce qu'il n'est pas intéressé à faire vu le coût évité important dans ces réseaux. Le prix d'un tel système en tarification dissuasive pourrait faire en sorte que son potentiel économique soit nul. Cependant, d'un point de vue environnemental et des émissions atmosphériques nettes, ce type de système serait certainement avantageux.

Concernant le chauffage urbain centralisé, la configuration des villages nordiques pourrait faire en sorte que cette technologie soit des plus opportunes. Pour la cogénération, l'utilisation de biomasse dans les régions éloignées n'est pas une solution puisque dans les régions très éloignées, une telle biomasse devrait être importée. Donc, une évaluation au cas par cas est nécessaire, tel que mentionné. L'usage des déchets produits sur place en cogénération pourrait cependant être intéressant et se rapproche plus du concept de développement durable.

Pour ce qui est de la petite hydraulique, celle-ci devrait être envisagée de manière plus systématique par le Distributeur. En effet, ce type de technologie peut être avantageusement combinée à une centrale thermique et même à un jumelage éolien/diesel, en permettant une réduction de la consommation du diesel localement.

Concernant le jumelage éolien-diesel, le GRAME avait pris position en faveur d'une telle technologie au dossier R-3623-2007. Ci-dessous, les principales conclusions du GRAME en faveur pour du couplage éolien–diesel. Nous sommes donc en accord avec les principales conclusions de l'étude de BBA stipulant que « ... *les technologies les plus prometteuses pour les réseaux autonomes du Québec sont le jumelage éolien-diesel, la géothermie, ainsi que le chauffage urbain.* ».

Position du GRAME sur le jumela éolien°diesel en réseau autonome

L'intervention du GRAME s'inscrit dans le cadre de la recherche d'une politique cohérente en électricité en regard des objectifs environnementaux et socio-économiques de la société québécoise et plus particulièrement des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre ainsi que de la nouvelle stratégie énergétique du Québec. Nous reprenons pour les fins de notre argumentaire les objectifs de la Stratégie énergétique qui stipule que l'énergie doit être davantage utilisée comme levier de développement économique et que la priorité doit être donnée à l'hydroélectricité ainsi que notamment au potentiel éolien.

(...)

Le GRAME considère importante la prise en compte des impacts environnementaux reliés à la production, au transport et à l'utilisation finale des différentes filières de production d'énergie. Ainsi, le développement de l'énergie éolienne en région éloignée, comme c'est le cas du présent dossier, **est l'une des solutions permettant de minimiser les impacts environnementaux reliés à la production d'énergie en provenance d'une source d'approvisionnement thermique.**

(...)

D'autre part, l'un des objectifs de la Stratégie est de promouvoir le couplage éolien-diesel et de « généraliser cette approche dans les réseaux autonomes ».

Des projets pilotes de **couplage éolien–diesel** seront réalisés dans les réseaux autonomes pour réduire le recours au diesel, coûteux et polluant, pour la production d'électricité. Le premier, aux Îles-de-la-Madeleine, devrait être fonctionnel à l'été 2007. Le second, au Nunavik, se fera en consultation avec les Inuits. À partir de ces expériences pilotes, Hydro-Québec pourrait **généraliser cette approche dans les réseaux autonomes.**⁶⁰

Avec l'énergie éolienne, le Québec dispose d'une autre forme d'énergie également renouvelable, contribuant ainsi à lutter contre le réchauffement de la planète. Les économies d'énergie que nous pouvons réaliser constituent un véritable gisement, dont la mise en valeur contribuera directement au développement durable.⁶¹

La Stratégie va encore plus loin, elle pose parmi ses priorités d'action, l'implantation et le couplage éolien – diesel pour les réseaux autonomes de même que d'investir dans la recherche et l'innovation.

Référence : Dossier R-3623-2007, argumentaire finale GRAME, page 2 et 3

Pour avoir participé dans de nombreux dossiers à promouvoir le développement des programmes en efficacité énergétique en réseaux autonomes, le GRAME souscrit entièrement aux propos de BBA qui « ...appelle l'importance **de l'efficacité énergétique**, mentionnant que l'énergie la moins coûteuse demeure celle qui est économisée. »⁶²

Quant au point de vue d'HELIOS, nous souscrivons également au fait que «l'évaluation de **projets de jumelage éolien-diesel** est décrite comme un **incontournable** étant donné la stratégie énergétique du gouvernement du Québec. »⁶³

⁶⁰ La Stratégie énergétique du Québec 2006-2015, page 12

⁶¹ La Stratégie énergétique du Québec 2006-2015, page 23

⁶² B-14 HQD-3-1, annexe 2, Les énergies renouvelables Page 37,

⁶³ B-14 HQD-3-1, annexe 2, Les énergies renouvelables Page 37,

Enfin, HELIOS juge également prometteuses d'autres technologies, dont la petite hydraulique, les microturbines à gaz décentralisées et la production d'énergie à partir de l'hydrocinétique (lorsqu'elle atteindra sa maturité). Il est toutefois spécifié que les scénarios de petites centrales hydrauliques doivent être envisagés selon une approche au cas par cas, tenant compte des caractéristiques et particularités des sites ainsi que des intérêts des communautés.

Référence : B-14 HQD-3-1, annexe 2, Les énergies renouvelables Page 37

Pour ce qui est de la petite hydraulique, le GRAME est en faveur de toute technologie permettant une réduction de la consommation du diesel en réseaux autonomes, en autant que ces technologies obtiennent un appui favorable des communautés locales et qu'elles soient réalisées dans le respect de l'environnement et de la réduction des impacts sur celui-ci.

Un autre aspect de cette analyse a été abordé par ce rapport, soit les sources de financement et d'aide à la recherche et au développement des énergies renouvelables. Elles sont détaillées en annexe II, page 154. Les sources retenues sont les suivantes : Le fonds municipal vert, le programme PACAN (Programme d'action pour les collectivités autochtones et nordiques), le programme TDDC (Technologies du développement durable Canada), le programme Initiative des Innovateurs énergétiques (IIE), le Programme d'encouragement aux systèmes d'énergies renouvelables (PENSER) et le Fonds pour l'innovation en matière de logement.

Le GRAME s'était positionné au dossier R-3623-2007 sur ces programmes et avait retenu, avec quelques réserves, les options suivantes : la déduction fédérale pour amortissement accéléré au titre de la production d'énergie propre et l'éolien, les frais liés aux énergies renouvelables et aux économies d'énergie (FEREEC), le programme d'encouragements fiscaux de l'Agence du revenu du Canada (ARC), le Programme fédéral écoÉNERGIE pour l'électricité renouvelable, le Programme fédéral d'encouragement à la production d'énergie éolienne (EPÉÉ), le Programme des affaires du Nord (PAN) et les Investissements stratégiques dans le développement économique du Nord (ISDEN).

Le rapport déposé conjointement par le GRAME et SÉ-AQLPA (Dossier R-3623, Pièce SÉ-AQLPA-GRAME-1 - Document 1, pages 25 à 28) soulevait que « *Ces éléments varieraient selon que le projet soit entièrement réalisé par Hydro-Québec Distribution ou qu'une corporation distincte soit formée, avec la participation des instances autochtones, pour fournir à Hydro-Québec Distribution certains éléments de ce projet, qu'il s'agisse de la fourniture des installations de production ou de l'énergie elle-même.* » et que « *Selon l'entité responsable, il y aurait lieu, en particulier, d'examiner si celle-ci serait admissible à une ou plusieurs des aides financières suivantes : ...* ». (Voir ci-dessous dans l'encadré les programmes énumérés au dossier R-3623-2007.)

- ❑ **La déduction fédérale pour amortissement accéléré au titre de la production d'énergie propre et l'éolien**⁶⁴ : Cette déduction s'adresse aux actifs (catégorie 432 de l'annexe II du *Règlement de l'impôt sur le revenu*⁶⁵) de production d'énergie susceptibles de contribuer à l'économie d'énergie et au recours à des sources d'énergie de substitution dont notamment l'énergie de source éolienne. En d'autres mots, la déduction pour amortissement accéléré est une déduction qui s'additionne à la DPA réclamée. Elle permettait de déduire, pour une année d'imposition, jusqu'à concurrence des revenus tirés du projet, jusqu'à 50 % du coût résiduel des actifs (après déduction de la DPA au taux régulier), ce qui constitue un avantage financier non négligeable en différant l'imposition au moment où le coût des immobilisations a été recouvré sur les revenus tirés du projet.
- ❑ **Les Frais liés aux énergies renouvelables et aux économies d'énergie (FEREEC)**⁶⁶ : Une nouvelle catégorie de dépenses (43.1) permet d'étendre les avantages des *actions accréditives*⁶⁷ aux projets d'énergies renouvelables et d'économies d'énergies. Les FEREEC permettent aux sociétés de reporter indéfiniment la déduction pour toute dépense admissible ou de déduire plus rapidement certaines dépenses qui auraient autrement été capitalisées. Sont admissibles pour les fins de la déduction pour amortissement (taux dégressif de 30 % au lieu des taux annuels de 4 ou de 20 %) notamment les *Systèmes générateurs d'électricité et de conversion de l'énergie éolienne (études de pré faisabilité et de faisabilité sur les emplacements convenables, frais de mise en place d'un branchement, frais pour l'acquisition et l'installation d'une éolienne à des fins d'essai, etc.)*.
- ❑ **Le programme d'encouragements fiscaux de l'Agence du revenu du Canada (ARC)**⁶⁸ : Les activités qui peuvent bénéficier des incitatifs fiscaux au titre de recherche et développement sont associées aux domaines de la science et de la technologie, tel que défini à l'article 248(1) de la *Loi sur l'impôt sur le revenu*⁶⁹ dont notamment, selon la firme Deloitte, Samson Bélair, le secteur de l'énergie et la production d'énergie éolienne.⁷⁰
- ❑ **Le Programme fédéral écoÉNERGIE pour l'électricité renouvelable**⁷¹ : Ce programme versera, pendant une période maximale de 10 ans, un cent (1 ¢) par kilowattheure obtenu dans le cadre d'un projet admissible qui permettra de produire de l'électricité propre à partir de sources d'énergie renouvelable et qui sera réalisé entre 1^{er} avril 2007 et le 31 mars 2011. Les entreprises, les municipalités, les institutions et les organisations sont admissible.
- ❑ **Le Programme fédéral d'encouragement à la production d'énergie éolienne (EPÉÉ)**⁷² : Les incitatifs financiers de cette mesure, établis pour une période de 10 ans, se situaient dans une

⁶⁴ GOUVERNEMENT DU CANADA, MINISTÈRE DES FINANCES, *Le Budget de 2007*, Annexe 5, <http://www.budget.gc.ca/2007/bp/bpa5af.html>, consulté le 10 juillet 2007.

⁶⁵ *Règlement de l'impôt sur le revenu* (C.R.C., ch. 945).

⁶⁶ GOUVERNEMENT DU CANADA, MINISTÈRE DES FINANCES, *Frais liés aux énergies renouvelables et aux économies d'énergie (FEREEC)*, www.canren.gc.ca/app/filerepository/General-tax_incentives_f.pdf, consulté le 10 juillet 2007.

⁶⁷ GOUVERNEMENT DU CANADA, MINISTÈRE DES FINANCES, *Glossaire, Actions accréditives*, http://www.fin.gc.ca/gloss/gloss-a_f.html#action_acc, consulté le 10 juillet 2007.

⁶⁸ GOUVERNEMENT DU CANADA, AGENCE DE REVENU DU CANADA (ARC), *Programme d'encouragements fiscaux*, <http://www.cra-arc.gc.ca/F/pub/tg/rc4413/rc4413-f.html>, consulté le 10 juillet 2007.

⁶⁹ *Impôt sur le revenu, Loi de l'* (L.R.C. 1985, ch. 1 (5e Suppl.)).

⁷⁰ DELOITTE, SAMSON, BÉLAIR, *Le plan vert et Kyoto*, Présentation au Conseil patronal de l'environnement du Québec, à l'Hôtel InterContinental, le 11 mai 2005, Montréal.

⁷¹ GOUVERNEMENT DU CANADA, *ÉcoÉNERGIE pour l'électricité renouvelable*, <http://www.ecoaction.gc.ca/ecoenergy-ecoenergie/power-electricite/index-fra.cfm>, consulté le 14 juillet 2007.

⁷² GOUVERNEMENT DU CANADA, RESSOURCES NATURELLES CANADA, *Encouragement à la production d'énergie éolienne (EPÉÉ)*, http://www.canren.gc.ca/programs/index_f.asp?CaId=107&PgId=623, consulté le 5 mars 2007. Ce site avait été modifié lors d'une nouvelle consultation le 14 juillet 2007.

plage de prix variant entre 1,2 ¢ / KWh, 1,0 ¢ / KWh et 0,8 ¢ / KWh selon la date de mise en service des installations. Le parc d'éoliennes devait être mis en service entre le 1er avril 2002 et le 31 mars 2007 et fournir une capacité minimale de 500 kilowatts. Ce programme a notamment permis d'aider, au Québec, les parcs éoliens du Mont Copper, du Mont Miller et de Rivière-au-Renard.⁷³ Il ne semble toutefois pas avoir été reconduit depuis la mise en place du programme *ÉcoÉnergie pour l'énergie renouvelable*, visant les mêmes objectifs.⁷⁴

- ❑ **Le Programme d'action pour les collectivités autochtones et nordiques (PACAN)**⁷⁵: Ce programme vise à réaliser des initiatives dans le domaine énergétique dans les collectivités autochtones et nordiques. Ce programme est géré conjointement par Affaires indiennes et du Nord Canada (AINC) et par Ressources naturelles Canada (RNCAN). AINC est chargée de l'administration et de la gestion globale et régionale du programme, tandis que RNCAN fournit un soutien technique en matière d'efficacité énergétique et d'énergie renouvelable aux collectivités autochtones et nordiques et coordonne ce programme avec d'autres programmes relatifs aux changements climatiques. Le programme vise notamment à aider au recours à l'énergie renouvelable et à l'amélioration des applications technologiques (p. ex. petites centrales hydroélectriques, énergie éolienne, énergie solaire, énergie verte, performance des génératrices).
- ❑ **Le Programme des affaires du Nord (PAN)**⁷⁶: Celui-ci est divisé en deux grandes catégories : 1) l'appui de l'évolution politique et du développement économique du Nord par la gestion des intérêts fédéraux et 2) la promotion du développement durable des ressources naturelles du Nord.⁷⁷
- ❑ **Les Investissements stratégiques dans le développement économique du Nord (ISDEN)**⁷⁸: Ceux-ci consistent à promouvoir le développement économique du Nord afin de consolider l'économie des territoires et d'accroître la participation des populations du Nord à l'économie : Deux principaux programmes sont offerts dans le cadre d'ISDEN : (1) le *Programme d'investissements ciblés* et (2) le *Fonds pour le savoir et l'innovation*.

Si elles sont applicables et si l'entité responsable est admissible, de telles aides pourraient donc contribuer à faire baisser davantage les coûts du projet à Kuujuaq.

⁷³ GOUVERNEMENT DU CANADA, RESSOURCES NATURELLES CANADA, *Encouragement à la production d'énergie éolienne (EPÉÉ)*, http://www.canren.gc.ca/programs/index_f.asp?CaId=107&PgId=700, consulté le 14 juillet 2007.

⁷⁴ GOUVERNEMENT DU CANADA, RESSOURCES NATURELLES CANADA, *Encouragement à la production d'énergie éolienne (EPÉÉ)*, http://www.canren.gc.ca/programs/index_f.asp?CaId=107&PgId=623, consulté le 14 juillet 2007.

⁷⁵ GOUVERNEMENT DU CANADA, AFFAIRES INDIENNES ET DU NORD CANADA, *Programme d'action pour les collectivités autochtones et nordiques (PACAN)*, http://www.ainc-inac.gc.ca/clc/tp/obj_f.html, consulté le 14 juillet 2007.

⁷⁶ GOUVERNEMENT DU CANADA, AFFAIRES INDIENNES ET DU NORD CANADA, *Programme des affaires du Nord (PAN)*, <http://www.ainc-inac.gc.ca/ps/nap/index-fra.asp>, consulté le 14 juillet 2007.

⁷⁷ GOUVERNEMENT DU CANADA, AFFAIRES INDIENNES ET DU NORD CANADA, *Programme des affaires du Nord (PAN)*, <http://www.ainc-inac.gc.ca/ps/nap/index-fra.asp>, consulté le 14 juillet 2007.

⁷⁸ GOUVERNEMENT DU CANADA, AFFAIRES INDIENNES ET DU NORD CANADIEN, *Investissements stratégiques dans le développement économique du Nord (ISDEN)*, http://www.ainc-inac.gc.ca/ps/nap/sined/snd/index_f.html, consulté le 14 juillet 2007.

Le GRAME favorise l'étude de ces aspects. Nous soutenons que le Distributeur devrait présenter une analyse de ces aspects lors de toute analyse de projet visant le développement de nouvelles technologies environnementales.

Nous réitérons ces recommandations au présent dossier, le Distributeur devrait examiner pour chacune des technologies renouvelables quels sont les programmes d'aides qui pourraient être admissibles, le cas échéant, en fonction des entités responsables des projets.

Commentaires sur le rapport du Centre Hélios

À la lecture du rapport du Centre Hélios, il apparaît que la plupart des technologies identifiées peuvent rencontrer des critères économiques acceptables pour certains des réseaux autonomes, notamment ceux ayant un coût évité de l'ordre de 45,92 ¢/kWh à 52,75 ¢/kWh, soit les réseaux autonomes de l'île d'Anticosti, de la Romaine et du Nunavik. Le réseau de la Haute Mauricie a un coût évité de 30,47 ¢/kWh. Rappelons aussi que ces coûts n'incluent pas les compensations monétaires de 30 % pour le mazout. **Donc, même dans les cas où la technologie s'adresse au chauffage pour les réseaux au nord du 53e parallèle et qu'une tarification dissuasive est implantée, la compensation accordée à ces réseaux fait en sorte que toute économie d'énergie pour les besoins de chauffage réduit les coûts encourus par le Distributeur.**

Il faut donc également tenir compte de la portion de la compensation de 30 % qui serait économisée par le Distributeur dans l'analyse cas par cas des technologies proposées, ce dont le rapport d'Hélios ne tient pas compte dans ses analyses.

Notez que compte tenu de l'évolution récente des prix du pétrole, cette compensation de 30 % sera nécessairement à la hausse et devrait être réévaluée même si pour l'année 2008 le prix des approvisionnements du Distributeur pour ces centrales thermiques reste stable, En effet, le prix des approvisionnements pour les consommateurs ne restera pas stable en 2008-2009.

Rappelons que le Distributeur mentionne à la pièce B-9-HQD-1, document 2, page 49 révisée le 28 janvier 2008, que le prix du pétrole devrait varier entre 65 et 75 \$US/baril entre 2006 et 2017 et que le calcul de la compensation versée dans le cadre des programmes commerciaux est basé sur ces prévisions.

Soulignons que le Distributeur mentionne en réponse à une demande de renseignements de la Régie que « Pour 2008, le Distributeur ne prévoit aucun impact car les prix des approvisionnements étaient déjà garantis. Dans le cadre du prochain dossier tarifaire, le

Distributeur mettra ses données à jour pour les années 2009 et 2010, sur la base de l'ensemble des données de coûts et de revenus, y compris l'évolution du prix du pétrole. »⁷⁹

Nous constatons également que le Distributeur ne compte pas mettre à jour les informations concernant les pertes relatives aux réseaux autonomes au présent dossier. Le GRAME souligne le manque de transparence du Distributeur à l'égard des réseaux autonomes.

Mentionnons l'importance de ces considérations sur l'analyse comparative entre les coûts évités et les frais de développement de projets en provenance de ressources d'énergies alternatives.

Rappelons à cet égard que les coûts évités calculés sur un prix du pétrole se situant entre 65 et 75 \$US/baril comportent des valeurs entre 45,92 ¢/kWh et 52,75 ¢/kWh pour les réseaux autonomes de l'île d'Anticosti, de la Romaine et du Nunavik.

La valeur de ces coûts évités devra être fournie par le Distributeur suite aux hausses du prix d'approvisionnement des centrales thermiques qui alimentent les réseaux autonomes.

Le GRAME souhaite que la Régie demande au Distributeur de fournir une estimation des coûts évités de production en électricité par réseau autonome pour les années 2009 et 2010. Une telle estimation sur trois ans permettra à la Régie et aux intervenants de comparer adéquatement la valeur des projets de sources d'énergie renouvelables avec le statu quo, soit les centrales thermiques actuelles telles qu'elles sont administrées en réseaux autonomes par le Distributeur.

Cependant, la conclusion selon laquelle une analyse au cas par cas doit être produite fait sens puisque les coûts évités varient considérablement entre les réseaux autonomes.

**TABLEAU 6.1 : COÛTS ÉVITÉS DE PRODUCTION EN ÉLECTRICITÉ
PAR RÉSEAU AUTONOME - ANNUITÉ CROISSANTE EN ¢/kWh 2008**

Réseau	Coût évité électricité ¢/kWh 2008
Iles-de-la-Madeleine	12,30
Anticosti	45,92
Haute Mauricie	30,47
Nunavik	52,75
Romaine	45,92

Référence : Dossier R-3644-2007, HQD-14, doc. 3, page 93 et 94

⁷⁹ HQD-6, Document 1, Page 3 et 4 de 19, Demande R-3648-2007 – Phase II, Réponse à la demande de renseignements no4 de la Régie

Le rapport d'Hélios précise que puisque la demande en électricité est en progression en réseaux autonomes, deux solutions se présentent : l'ajout de capacités existantes ou le rajout d'autres sources d'électricité⁸⁰. **De l'avis du GRAME, cette deuxième option doit être prise en considération de manière systématique par le Distributeur.**

Le GRAME ne souhaite pas commenter toutes les technologies décrites dans ce rapport, mais soumet ses observations sur certaines d'entre elles qui sont à notre avis prometteuses.

L'acquisition d'expertises étant l'une des facettes comportant un défi majeur pour une organisation, le Distributeur devrait se concentrer sur le développement de celles qui sont les plus prometteuses à court terme, soit le jumelage éolien/diesel, la petite hydro et ses programmes en efficacité énergétique, quitte à ajouter des options à moyen et long terme.

Les conclusions du rapport d'Hélios mettent notamment sur le chauffage urbain dans une perspective de transition vers la cogénération.

Quant à l'utilisation de la cogénération, le GRAME émet des réserves dans un contexte où le jumelage éolien/diesel n'est pas encore réalisé en territoire nordique. Le GRAME exprime des réserves quant à l'utilisation de la cogénération dans un contexte où le jumelage éolien/diesel n'est pas encore réalisé en territoire nordique. **Pour les réseaux autonomes disposant de biomasse, cette option est cependant intéressante mais génère des émissions atmosphériques importantes comparativement au jumelage avec l'éolien. Pour les régions ne disposant pas de biomasse, cette option n'est pas avantageuse puisqu'elle nécessite l'importation de matières organiques.**

La cogénération rajoutée aux groupes électrogènes est déjà pratiquée dans plusieurs régions nordiques. Cette option semble, malgré ses coûts d'investissement élevés, être une option prometteuse pour réduire les besoins en mazout.

En général, l'option cogénération, si elle est disponible, demeure très avantageuse, car la vente de la chaleur peut réduire le coût d'électricité de façon importante, comme par exemple pour les microturbines où le coût de revient estimé baisse de 47 à 23 ¢/kWh. Le biogaz permet d'obtenir un prix d'électricité très bas en mode cogénération, mais cette option ne semble pas très pratique dans les communautés nordiques à cause des difficultés de trouver des volumes suffisants de biomasse.

Référence : B-14, HQD-3, document 1, annexe 3, page 140

Tel que mentionné dans le rapport, de nombreux obstacles techniques, politiques et sociaux-économiques font en sorte que seules certaines technologies présentent les caractéristiques nécessaires à une évaluation de leur potentiel en réseaux autonomes.

⁸⁰ B-14, HQD-3, document 1, annexe 3, page 2

Le Centre Hélios conclut que « *le chauffage urbain, les microturbines, l'hydrocinétique (bien qu'elle n'ait pas encore atteint un niveau commercial), la demande différable et les fournaies efficaces et aux granules pour le chauffage* »⁸¹, sont les technologies recommandées. Le centre Hélios ajoute qu' « *À ces options s'ajoutent bien sûr des technologies bien connues comme la petite hydraulique et l'éolien de haute pénétration.* »⁸²

Concernant les petites éoliennes, le Centre Hélios précise que celles-ci ont un facteur d'utilisation bas, ce qui les désavantage par rapport aux grandes éoliennes ou autres technologies et que « *Leur coût de revient n'est pas plus bas que le diesel, mais elles peuvent quand même apporter une réduction modeste en consommation de diesel sans augmenter le coût total du système.* »⁸³

Cette technologie qui, selon la fiche présentée en page 75, a un coût de revient de l'ordre de 38,5 ¢/kWh, soit un coût de revient inférieur au coût évité pour les réseaux autonomes Anticosti (45,92 ¢/kWh), Romaine (45,92 ¢/kWh) et Nunavik (52,75 ¢/kWh), demeure donc économiquement avantageuse, de même qu'au niveau des émissions atmosphériques.

Soulignons que les coûts évités seront réévalués pour tenir compte de la forte hausse du prix du pétrole dès l'an 2009, ce qui aura un impact important sur la valeur attribuée aux coûts évités pour chacun des réseaux autonomes et donc sur les opportunités de développement de nouvelles technologies.

D'autres technologies ont fait l'objet d'une analyse par le Centre Hélios, soit le stockage d'électricité, l'utilisation des ressources renouvelables de chaleur, telles les thermopompes, les panneaux solaires thermiques et les fournaies efficaces. Rappelons que ces dernières font l'objet de subventions dans le cadre des PUEÉRA du Distributeur.

Le coût de revient des options, la faisabilité technique de celles-ci, la disponibilité de l'expertise locale de même que la valeur ajoutée d'un point de vue environnemental sont des facteurs à mettre en perspective dans une analyse des options envisageables. Une comparaison avec les coûts évités doit être faite en fonction des RA visés par ces projets.

Le rapport conclut, outre les technologies les plus intéressantes techniquement et économiquement, qu' « *À la lecture de la stratégie énergétique récemment rendue publique par le gouvernement du Québec, il semble clair que les projets de jumelage diesel-éolien iront de l'avant assez rapidement. Pour ce qui est de la filière de la petite hydraulique, nous présumons que cette option continue d'être examinée, selon la disponibilité de sites adéquats et selon les intérêts des communautés concernées.* »⁸⁴

⁸¹ B-14, HQD-3, document 1, annexe 3, page 138

⁸² Technologies permettant de réduire l'utilisation du diesel dans les réseaux autonomes, Centre Hélios, 15 mai 2006, p.147

⁸³ B-14, HQD-3, document 1, annexe 3, page 140

⁸⁴ B-14, HQD-3, document 1, annexe 3, page 146

LES ATTRIBUTS ENVIRONNEMENTAUX

Préambule

« 24.2 Attributs environnementaux

Le **Fournisseur** reconnaît que le **Distributeur** est titulaire de tous les droits existants et futurs relativement à des permis, crédits, unités ou tous autres titres qui pourraient être créés, obtenus ou reconnus à l'égard:

i) de réductions d'émissions ou d'émissions évitées de gaz à effet de serre ou de tout autre polluant, consécutives au déplacement réel ou présumé de moyens de production par la mise en service du parc éolien;

ii) des attributs ou caractéristiques des sources de production d'énergie renouvelable pour des fins de vente, d'échange, d'étiquetage, de certification, de publicité ou autres.

Le **Fournisseur** s'engage à effectuer toutes les démarches nécessaires et à produire tous les documents requis auprès des autorités compétentes pour obtenir et maintenir en vigueur les droits visés au présent article. Les frais ainsi encourus sont remboursés au **Fournisseur** par le **Distributeur**.

Si, en vertu des lois applicables, les droits visés au présent article sont émis au nom du **Fournisseur**, ce dernier s'engage à les céder et à les transférer, sans frais, au **Distributeur** afin de donner effet aux présentes. »

Référence : Appel d'offres A/O 2005-03, annexe 10 – Contrats-type, article 24.2.

Mise en contexte

Le Distributeur mentionne en réponse à une demande de la Régie qu'une des formes d'attributs environnementaux consiste en des « *Certificats d'énergie renouvelable (CER)* » et en des « *Crédits de réduction de Gaz à effet de serre (GES)* » et qu'il entend tirer « *le meilleur parti possible des attributs environnementaux associés aux projets d'énergie renouvelable mis sous contrat* ». ⁸⁵

Le GRAME favorise cette prise de position par le Distributeur et demande à la Régie d'approuver les efforts du Distributeur dans cette direction.

Tel que précisé par l'article 24.2 du texte des contrats-type des appels d'offres, le GRAME constate que c'est le fournisseur qui doit s'engager à effectuer les démarches pour produire les documents requis et maintenir les droits visés. Nous comprenons que puisque le Fournisseur a entre les mains les éléments (informations et preuves techniques de production) permettant de

⁸⁵ Référence ; HQD-3, Document 1, Page 49 de 79

valider les droits visés, celui-ci doit effectuer ces démarches. Le GRAME se préoccupe cependant du fait que puisque « *le Distributeur est titulaire de tous les droits existants et futurs relativement à des permis, crédits, unités ou tous autres titres qui pourraient être créés, obtenus ou reconnus...* », le Fournisseur pourrait ne pas avoir d'intérêt à développer attentivement ce volet. Il en découle que le Distributeur devrait suivre de près toutes les possibilités de gains relatifs aux attributs environnementaux.

Par conséquent, il est important pour le Distributeur de s'assurer de bien comprendre l'évolution des attributs environnementaux pour s'en prévaloir. Le Distributeur mentionne en réponse à une demande de la Régie qu' :

« En plus de retirer les revenus découlant des subventions gouvernementales versées aux fournisseurs d'énergie éolienne dans le cadre du programme ÉcoÉNERGIE, le Distributeur prévoit tirer le meilleur parti possible des attributs environnementaux associés aux projets d'énergie renouvelable mis sous contrat.

(...)

Au cours des prochains mois, la participation du Distributeur au marché réglementé des CER sera évaluée. Plusieurs éléments doivent être considérés à cet égard, dont l'obligation d'exporter et de pouvoir suivre à la trace l'électricité associée à la vente de ces certificats, ainsi que la nécessité de développer un mécanisme de mise en marché adapté au fait que le Distributeur n'a pas le statut de participant dans les marchés où ces certificats seraient commercialisés. La vente de CER doit également être examinée à la lumière de l'entente d'équilibrage de la production éolienne actuellement en vigueur qui utilise les ressources hydro-électriques pour équilibrer la production de source éolienne.

Référence : B-14, HQD-3, document 1, page 50, réponse 30.1

Le Distributeur ayant entamé des démarches afin d'évaluer la possibilité de participer au marché réglementé des CER, le GRAME propose que ces démarches soient documentées et remises sous forme de rapport d'étape à la Régie d'ici la fin de l'année en cours.

D'autre part, le Distributeur compte aussi poursuivre ses efforts auprès du gouvernement canadien et des représentants de l'industrie éolienne afin d'assurer l'admissibilité des parcs éoliens et des centrales de cogénération à biomasse sous contrat, et ce, dans le cas où le système de crédits compensatoires au Canada entre en vigueur.

En ce qui concerne le débouché potentiel que représente la vente de crédits de réduction de GES, le Distributeur continue de suivre de très près l'évolution de la réglementation canadienne sur les émissions atmosphériques. Au cours des prochains mois, il poursuivra ses efforts de représentation déjà amorcés auprès du gouvernement canadien et des représentants de l'industrie éolienne, afin de s'assurer de l'admissibilité des parcs éoliens

et des centrales de cogénération à la biomasse sous contrat, advenant l'implantation d'un système de crédits compensatoires au Canada.

Référence : Référence : B-14, HQD-3, document 1, page 50, réponse 30.1

Le GRAME est d'avis que concernant ces faits, le Distributeur devrait aussi faire des représentations concernant les petites centrales au fil de l'eau qui sont reconnues par les CER des marchés américains et de toute technologie reconnue sur ces marchés.

Un rapport d'étape annuel pourrait aussi être déposé pour faire état des résultats des démarches effectuées par le Distributeur auprès du gouvernement canadien.

Il est du devoir de la Régie de veiller au développement durable en toute équité avec les intérêts et les efforts de la société québécoise, de la clientèle du Distributeur (notamment en efficacité énergétique) et de sa société d'État. Un compte rendu de la situation permettrait à l'ensemble de population, de la clientèle du Distributeur, des médias et des intervenants au présent dossier de comprendre l'évolution des pourparlers concernant nos intérêts (attributs environnementaux) avec le gouvernement canadien.

Contexte du marché réglementé des CER

Les États-Unis d'Amérique, n'ayant pas ratifié le Protocole de Kyoto, n'ont pas de plan d'action prévoyant des cibles à rencontrer en termes d'émissions atmosphériques pour les différents secteurs énergétiques ou manufacturiers. Ils ont néanmoins un système de certificats d'énergie renouvelable, les CER (Certificat d'énergie renouvelable), qui permet aux producteurs d'énergie de source renouvelable de vendre de l'électricité au prix du marché, ce qui leur permet d'en produire davantage.⁸⁶

Les CER sont également appelés certificat vert, crédit d'énergie renouvelable ou *tradable renewable certificate*. Les certificats d'énergie renouvelable « *represent the environmental attributes of the power produced from renewable energy projects and are sold separate from commodity electricity* »⁸⁷. Il s'agit d'un instrument d'échange en matière d'environnement qui fournit la preuve qu'un (1) MWh d'électricité a été fourni par une source d'énergie renouvelable (considérée admissible par un programme).⁸⁸

Dans les États où des programmes de CER sont en place, un producteur d'énergie renouvelable peut se voir attribuer un certificat d'énergie renouvelable pour chaque MWh (ou 1000 kWh) qu'il produit. Cette énergie « *propre* » est alors acheminée au réseau électrique et le certificat d'énergie renouvelable peut être vendu sur le marché. Le certificat peut être vendu ou échangé et le propriétaire de ce certificat peut ainsi prétendre avoir acheté de l'énergie renouvelable.⁸⁹

Plusieurs États ont adopté des quotas d'énergies renouvelables provenant de sources accréditées. Ces programmes visaient à permettre à des États, dont les sources de production d'énergie sont essentiellement de nature thermique, de favoriser l'émergence de production d'énergie renouvelable ainsi que le développement de filières moins compétitives que leurs concurrentes thermiques (lesquelles n'assument pas leurs coûts environnementaux).

Malheureusement, suite aux campagnes de certains groupes de pression opposés aux grands projets hydroélectriques, la grande hydro n'est pas reconnue dans plusieurs États à titre de ressource énergétique renouvelable pouvant prétendre à recevoir des CER. Lever ce biais permettrait d'accroître de beaucoup la quantité d'énergie renouvelable additionnelle susceptible de contribuer à remplacer notamment le charbon sur le marché nord-américain.

Au Québec, où plus de 90 % de l'électricité provient de l'hydroélectricité, l'utilisation de quotas jumelés à des appels d'offres réservés à des filières spécifiques (éolienne, biomasse, etc.) est en train de porter fruits. Appliquer ici un système de quotas d'énergies renouvelables serait intéressant, surtout dans la mesure où l'on s'assurerait que la quasi-totalité des besoins additionnels du Distributeur soit comblée par des sources renouvelables (en rendant admissible l'ensemble des filières renouvelables).

⁸⁶ http://en.wikipedia.org/wiki/Renewable_Energy_Certificates

⁸⁷ <http://www.eere.energy.gov/greenpower/markets/certificates.shtml?page=0>

⁸⁸ http://en.wikipedia.org/wiki/Renewable_Energy_Certificates

⁸⁹ http://en.wikipedia.org/wiki/Renewable_Energy_Certificates

Même en tenant compte du fait que la grande hydro avec bassins hydroélectriques n'est pas reconnue par plusieurs États comme étant de l'énergie renouvelable pouvant prétendre à recevoir des CER ou des crédits de réduction d'émissions au Canada, il n'en demeure pas moins qu'au Québec cette énergie ne produit que peu d'émissions atmosphériques par kW/h même en la comparant aux émissions provenant de sources éoliennes.

Il serait donc difficile de vendre l'idée au Québec d'adopter et d'acheter des CER, tels qu'ils existent sur le marché américain, sauf si ces CER peuvent être négociés et rentabilisés et si l'implication québécoise sur le marché permettait de contribuer à faire reconnaître l'hydroélectricité à sa juste valeur. Idéalement, l'admissibilité de la grande hydro sur ces marchés, même sous certaines conditions, serait pour le Québec une avancée importante en ce domaine. Il serait aussi intéressant qu'HQD et la Régie opte pour une production additionnelle majoritairement de sources renouvelables en réseaux autonomes et entièrement renouvelables pour son réseau intégré.

Le cas de l'Ontario est différent, puisque la population est préoccupée par les sources d'énergie thermiques de production d'électricité. Mentionnons à titre d'exemple les programmes d'*Offre standard : Énergies renouvelables* et de *Facturation nette*, décrits ci-dessous.

Ce genre de programmes pourrait être applicable à la microproduction. Notre objectif n'est pas d'analyser en détails la conception de programmes, mais de présenter des faits justifiant la complexité de la situation de la mise en marché des CER. En effet, de tels CER ou crédits compensatoires au Canada devront être comptabilisés. L'une des méthodes de comptabilisation et de suivi des électrons demeure les programmes offerts par le Distributeur, qui permettent un mesurage vérifiable (comparaison de la consommation avant et après la mise en place du projet).

C'est d'ailleurs le cas au Québec pour l'*Option de mesurage net* qui permet à un autoproducteur⁹⁰ de conclure une entente d'interconnexion avec le Distributeur. Certaines conditions d'admissibilité s'appliquent dont la puissance maximale appelée de 50 MW et le recours à certaines sources d'énergie renouvelable : énergie éolienne, photovoltaïque, hydroélectrique, géothermique pour fins de production d'électricité et bioénergie (biogaz ou résidus de biomasse forestière).⁹¹ On constate que certaines des conditions d'admissibilité peuvent satisfaire celles prévues pour les CER. Le lien entre les CER des marchés limitrophes reste toujours à démontrer, de même que le type de mise en marché à envisager.

⁹⁰ Définition : Client qui produit de l'électricité à partir d'une installation dont il est propriétaire et exploitant pour combler une partie ou la totalité de ses besoins. (Tarifs et conditions du distributeur au 1er avril 2008 et justification des modifications version française, r-3644 : HQD-19, document 2.1, chapitre 2 : Tarifs domestiques (p.27 a 31)

⁹¹ Tarifs et conditions du distributeur au 1er avril 2008 et justification des modifications version française, r-3644 : HQD-19, document 2.1, chapitre 2 : Tarifs domestiques (p.27 a 31), 2.40 Conditions d'admissibilité.

Modèles de programmes de vente d'électricité (source renouvelable) sur le marché Ontarien.

Programme d'offre standard : Énergies renouvelables

Les grands consommateurs ontariens, facturés en fonction de la demande, sont plus avantagés par le programme de l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO), le Programme d'offre standard : Énergies renouvelables. Les projets de production d'électricité '*à partir de sources éoliennes, photovoltaïques (PV) et thermiques solaire, biomasses renouvelables, biogaz, biocombustibles, gaz d'enfouissement ou hydrauliques*'⁹² situés en Ontario et ne produisant pas plus de 10 mégawatts (MW) sont admissibles à ce programme sous réserve d'exigences supplémentaires, dont une évaluation des impacts sur l'environnement. Un élément important de ce programme est le contrat d'une durée de vingt (20) ans qui doit être conclu avec l'OEO concernant la fourniture d'électricité par le producteur d'énergie renouvelable qui adhère au Programme d'offre standard.⁹³ Un tarif de base de onze (11) cents est établi par kwh '*pour l'électricité fournie à la compagnie de distribution locale d'électricité*', tarif devant être indexé annuellement à l'inflation. Un bonus additionnel de 3.52 cents est prévu pour l'électricité fournie, pendant les heures de pointe, pour les projets démontrant '*un fonctionnement fiable pendant les heures de pointe*'⁹⁴.

Une des particularités de ce programme est le fait que l'OEO privilégie l'énergie provenant de source photovoltaïque (PV) solaire. En effet, le guide d'introduction de ce programme, publié par l'Office de l'électricité de l'Ontario, stipule que : '*Les producteurs d'électricité PV solaire seront payés à un taux fixe de 42 cents par kWh pour toute la période de 20 ans du contrat.*'

Il s'agit d'un programme dont le but est de mettre en place '*un régime standard de tarification, des règles d'admissibilité, des modalités contractuelles, ainsi que d'autres règles relatives aux petits projets de production d'électricité qui utiliseraient des énergies renouvelables*', ceci afin de permettre à l'Ontario de rencontrer des objectifs en matière d'approvisionnements d'électricité provenant de sources renouvelables.⁹⁵

Programme sur la facturation nette

En Ontario, le ministère de l'énergie a introduit un Programme sur la facturation nette qui permet aux consommateurs et aux petites entreprises de gérer leurs coûts énergétiques en produisant de l'électricité renouvelable (vent, eau, soleil ou biomasse agricole).⁹⁶ Cette électricité renouvelable alimente le réseau électrique en échange de crédits qui sont appliqués directement aux coûts énergétiques, par le biais de la facture du service public. Les consommateurs admissibles sont les suivants :

⁹² <http://www.ontla.on.ca/library/repository/mon/15000/268368.pdf>

⁹³ <http://www.ontla.on.ca/library/repository/mon/15000/268368.pdf>

⁹⁴ <http://www.ontla.on.ca/library/repository/mon/15000/268368.pdf>

⁹⁵ <http://www.ontla.on.ca/library/repository/mon/15000/268368.pdf>

⁹⁶ <http://www.energy.gov.on.ca/index.cfm?fuseaction=renouvelable.netmetering>

‘Tout client de l’Ontario qui produit de l’électricité principalement à des fins personnelles à partir d’une source d’énergie renouvelable (le vent, l’eau, le soleil ou une biomasse agricole) en utilisant un équipement ayant une capacité de production cumulative maximale de 500 kilowatts, est admissible au programme de facturation nette.’⁹⁷

Un avantage majeur de ce programme est la possibilité d’accumuler des crédits et de les reporter sur une période maximale d’un an. Si la différence entre la valeur de l’électricité renouvelable exportée et celle tirée du réseau est nulle ou donne droit à des crédits, le service public de l’Ontario ne charge que les frais fixes mensuels.⁹⁸

Les principes de la facturation nette ne sont pas inclus dans le calcul de la valeur de l’électricité tirée du réseau. Quant au calcul de la valeur de l’électricité exportée vers le réseau, il comprend *‘tous les frais ‘par kilowatt-heure’ ... payés normalement pour l’électricité ...tirée du réseau. Toutefois, on n’inclura pas le ‘facteur de rajustement pour les pertes de lignes’ et aucun crédit ne sera appliqué aux frais mensuels’⁹⁹*.

De notre compréhension, ces CER s’adressent généralement aux producteurs d’énergie de source renouvelable. Nous comprenons que le Distributeur peut les récupérer via la nature de ses contrats, tel qu’énoncé à l’article 24.2 (Appel d’offres A/O 2005-03, annexe 10 – Contrats-type,) pour les revendre à une tierce partie sur le marché américain.

Cependant, dans un marché ouvert, il n’est pas nécessaire que les électrons produits par ces énergies propres soient acheminés au détenteur du certificat, mais plutôt que la preuve soit faite que dans le système de distribution d’énergie, ces électrons ont été effectivement produits par le producteur d’énergie de source renouvelable et mis en circulation. La préoccupation des marchés est plutôt que les électrons ainsi produits ne soient pas comptabilisés deux fois dans le système de distribution. Cependant, concernant le marché américain, il serait à prévoir que les électrons de source renouvelable produits au Québec doivent effectivement être livrés à ce marché. D’où la difficulté de suivre à la trace ces électrons de source renouvelable et les obstacles de leur mise en marché.

⁹⁷ <http://www.energy.gov.on.ca/index.cfm?fuseaction=renouvelable.netmetering>

⁹⁸ <http://www.energy.gov.on.ca/index.cfm?fuseaction=renouvelable.netmetering>

⁹⁹ <http://www.energy.gov.on.ca/index.cfm?fuseaction=renouvelable.netmetering>

Le prix des CER

Concernant les avantages et les prix sur le marché, selon le Green Power Network du *U.S. Department of Energy* (voir <http://www.eere.energy.gov/greenpower/markets/certificates.shtml?page=1>), le prix des certificats d'énergie renouvelable peut varier en fonction de plusieurs facteurs, comme la location du producteur d'énergie renouvelable, le contexte de l'offre et de la demande, le type d'énergie produite, l'utilisation du certificat dans le but de respecter le RPS (Renewable Portfolio Standards).¹⁰⁰ En 2006, les prix variaient de 5\$ à 90\$ par MWH, pour une moyenne de 20\$ le certificat d'énergie renouvelable.

Le Distributeur mentionne plutôt une fourchette de prix allant de « 1 \$ à plus de 50 \$ selon les États et les marchés auxquels ils sont destinés ». La variabilité des prix des CER fait en sorte qu'une moyenne de 20\$ le certificat ne peut pas être retenue comme balise puisque selon les marchés, ce prix pourra être nettement inférieur ou supérieur. Donc, l'expérience à venir du Distributeur sera plus concluante dans la détermination de cette moyenne. De l'avis du GRAME, il est trop tôt pour pouvoir évaluer cette variable, à moins de savoir exactement à quel marché les CER seront destinés.

Les prix auxquels les CER sont vendus dans les réseaux voisins varient en fonction de la réglementation en vigueur et des exigences associées à la commercialisation de ces certificats. Selon les informations disponibles publiquement, les prix des CER se situent actuellement dans une fourchette allant de moins de 1 \$ à plus de 50 \$ selon les États et les marchés auxquels ils sont destinés. Il est toutefois important de noter que la taille et la profondeur des marchés de CER demeurent faibles. Par conséquent, les prix peuvent évoluer de façon marquée en fonction de la situation de l'offre sur ces marchés.

Référence ;HQD-3, Document 1, Page 51 de 79

Registre et mise en marché des CER

Afin d'éviter le dédoublement de certificats pour un même MWh produit, une agence de certification attribue un numéro d'identification à chaque certificat d'énergie renouvelable émis. Il n'existe pas, à l'heure actuelle, de registre national permettant de consulter tous les CER émis aux États-Unis, mais les agences de certification attribuent de plus en plus des numéros d'identification uniques aux certificats d'énergie renouvelable. Les organismes Green-e, Environmental Resources Trust's (EcoPower Program) et The Climate Neutral Network sont chargés d'émettre les certificats d'énergie renouvelable.¹⁰¹

Concernant l'obligation d'exporter et de pouvoir suivre à la trace l'électricité associée à la vente de ces certificats, la *Guarantee of origin*, en Europe, offre une solution intéressante :

*'Since electricity is a commodity, it used to be impossible to claim any specific quality for a particular quantity of electricity. However the use of **guarantees of origin** (GO) is changing this. The European Union is currently implementing a scheme which allows specific attributes to be assigned to particular quantities of electricity.*¹⁰¹

¹⁰⁰ http://en.wikipedia.org/wiki/Renewable_Energy_Certificates

¹⁰¹ http://en.wikipedia.org/wiki/Renewable_Energy_Certificates

*A **guarantee of origin** is similar to a label on a bottle: it carries information telling the consumer facts about the product. Controlling the information and the accuracy of the guarantee of origin is therefore of critical importance. A unique body (e.g. an electricity regulator or a transmission system operator) is usually granted this authority for a given domain.*

*In their most accomplished form, **guarantees of origin** are issued electronically for a controlled quantity of electricity generation (usually 1 GO per MWh), traded and redeemed (i.e. used) by suppliers as evidence to their customers of the quality of the delivered electricity. Generation from renewable energy sources is the most sought-after attribute. A new development concerns guarantees of origin for cogeneration heat plants (or CHP). Some countries already have guarantees of origin issued for all types of electricity generation (nuclear, coal, ...). Possible extensions also include fair-trade, CO₂ statistics,¹⁰²*

Statut de participant

Par ailleurs, le Distributeur mentionne, concernant les CER, qu'il n'a pas le statut de participant et qu'il doit développer un mécanisme de mise en marché adapté. Le Distributeur n'est pas un exportateur d'énergie au sens large, à l'exception de ses surplus d'énergie, le cas échéant. Ce rôle appartient au Producteur.

Le GRAME comprend avec justesse que le Distributeur n'ait pas encore exploré la possibilité de participer à ce marché. Le Distributeur mentionne également que la vente des CER devra être examinée en fonction de l'entente d'équilibrage pour la production éolienne, ce qui semble tout à fait justifié en les circonstances.

Au cours des prochains mois, la participation du Distributeur au marché réglementé des CER sera évaluée. Plusieurs éléments doivent être considérés à cet égard, dont l'obligation d'exporter et de pouvoir suivre à la trace l'électricité associée à la vente de ces certificats, ainsi que la nécessité de développer un mécanisme de mise en marché adapté au fait que le Distributeur n'a pas le statut de participant dans les marchés où ces certificats seraient commercialisés. La vente de CER doit également être examinée à la lumière de l'entente d'équilibrage de la production éolienne actuellement en vigueur qui utilise les ressources hydro-électriques pour équilibrer la production de source éolienne.

Référence ; HQD-3, Document 1, Page 50 de 79

¹⁰² http://en.wikipedia.org/wiki/Guarantee_of_origin

Les CER et la microproduction

Le GRAME souligne que non seulement la portion éolienne des approvisionnements postpatrimoniaux peut faire l'objet d'attributs environnementaux selon les CER, mais aussi que les projets de production admissibles des CER incluent les sources d'énergie suivantes :

- Énergie solaire, éolienne, géothermique, petite centrale hydro-électrique au fil de l'eau, biomasse, biodiesel, biogaz, matières combustibles¹⁰³.

Donc, de notre compréhension, des projets de production d'électricité, notamment visés par la microproduction de sources solaire, biomasse, biodiesel, géothermique pourraient, si le Distributeur participe au marché des CER, résulter en des CER au même titre que les projets éoliens. Par ailleurs, les contrats résultant d'approvisionnements de petites centrales hydro-électriques pourraient aussi résulter, le cas échéant, en CER.

Dans le cas où le Distributeur pourrait tirer profit de ce marché des CER, le GRAME souligne l'importance d'élargir dès maintenant sa participation, le cas échéant, au contexte de la microproduction.

¹⁰³ [http : //en.wikipedia.org/wiki/Renewable_Energy_Certificates](http://en.wikipedia.org/wiki/Renewable_Energy_Certificates)

Préambule

En ce qui concerne le débouché potentiel que représente la vente de crédits de réduction de GES, le Distributeur continue de suivre de très près l'évolution de la réglementation canadienne sur les émissions atmosphériques. Au cours des prochains mois, il poursuivra ses efforts de représentation déjà amorcés auprès du gouvernement canadien et des représentants de l'industrie éolienne, afin de s'assurer de l'admissibilité des parcs éoliens et des centrales de cogénération à la biomasse sous contrat, advenant l'implantation d'un système de crédits compensatoires au Canada.

Référence : HQD-3, Document 1, Page 51 de 79

Le contexte des débouchés potentiels que représente la vente de crédits de réduction de GES vient de faire un pas en avant pour certains et un pas en arrière pour d'autres. En effet, le gouvernement fédéral vient d'annoncer en ce 10 mars 2008 sa nouvelle politique en la matière. Celle-ci peut être consultée sur le site d'Environnement Canada.

Mécanisme de permis échangeables au Canada

Afin de comprendre dans quel contexte s'inscrivent les démarches et les efforts de représentation du Distributeur afin de s'assurer de l'admissibilité des parcs éoliens et des centrales de cogénération à la biomasse, rappelons les grandes lignes, les étapes franchies et parfois les reculs de la mise en place d'un mécanisme de permis échangeables au Canada. Sans présenter toutes les dispositions législatives auxquelles le Distributeur fera face pour obtenir des crédits compensatoires, nous décrivons d'abord brièvement la séquence des événements ayant eu lieu sur la scène fédérale au cours des dernières années en matière de lutte contre les changements.

Mécanisme de permis échangeables au Canada, Étapes franchies et reculs ?

Historique des dispositions législatives relatives aux échanges de crédits et aux grands émetteurs finaux (GEF), avec la collaboration de Me Kateri Beaulne Belisle

Le 13 avril 2005, le gouvernement libéral publiait la mise à jour de son plan de mise en œuvre du Protocole de Kyoto : *Aller de l'avant pour contrer les changements climatiques : Un plan pour honorer notre engagement de Kyoto*. Ce plan révisé constituait la première phase du projet national du gouvernement visant à « renforcer la compétitivité économique et le développement durable du Canada »¹⁰⁴, désigné sous le nom de *Projet Vert*. Le plan clarifiait la notion de « grands émetteurs finaux »¹⁰⁵ et prévoyait la mise en place d'un système d'échange de crédits national dont certains éléments y étaient décrits.

¹⁰⁴ http://www.ec.gc.ca/press/2005/051122_n_f.htm.

¹⁰⁵ Selon le plan, les grands émetteurs (GEF) comprennent les entreprises dans les domaines minier et manufacturier, du pétrole et du gaz et de l'électricité. Ils représentent une part importante de l'économie du Canada et émettent de très grandes quantités de GES - près de 50 p. cent des émissions totales du Canada. Les secteurs visés ont des niveaux d'émissions annuelles moyennes de 8kt ou plus d'équivalent en dioxyde de carbone (éq CO₂) et des

Le gouvernement a par la suite soumis à la Chambre des communes le projet de loi C-43 sur la mise en œuvre du budget 2005 (*Loi portant exécution de certaines dispositions du budget déposé au Parlement le 23 février 2005*¹⁰⁶). Ce projet de loi a reçu la sanction royale le 29 juin 2005 et est partiellement entré en vigueur à cette date. La *Loi portant exécution de certaines dispositions du budget déposé au Parlement le 23 février 2005* vise notamment à donner aux dirigeants les moyens législatifs de parvenir aux objectifs énoncés dans le plan de mise en œuvre du Protocole de Kyoto.

Notons en particulier que cette loi énonce que sont édictées la *Loi sur l'Agence canadienne pour l'incitation à la réduction des émissions*¹⁰⁷ et la *Loi sur le Fonds d'investissement technologique pour la lutte aux gaz à effet de serre*¹⁰⁸. Seule la première est toutefois entrée en vigueur et ce, en date du 3 octobre 2005¹⁰⁹. Cependant, le statut actuel de cette agence semble aujourd'hui incertain.

Le 16 juillet 2005, un avis d'intention pour réglementer les émissions de gaz à effet de serre qui sont produites par les grands émetteurs finaux était publié à la Partie I de la Gazette du Canada¹¹⁰.

Puis, le gouvernement a publié le 28 novembre 2005 un projet de document de discussion sur les dispositions transsectorielles de la réglementation envisagée à l'égard des grands émetteurs finaux¹¹¹. Toutefois, cette réglementation qui devait entrer en vigueur en 2008 a aujourd'hui été mise de côté.

émissions annuelles moyennes de 20 kg ou plus d'éq CO₂ par tranche de 1 000 \$ de production brute., http://www.ec.gc.ca/EnviroZine/french/issues/54/feature1_f.cfm.

¹⁰⁶ L.C. 2005, c. 30;

<http://www.parl.gc.ca/LEGISINFO/index.asp?Language=F&Chamber=N&StartList=A&EndList=Z&Session=13&Type=0&Scope=I&query=4397&List=stat>; la version non officielle de cette loi est disponible à l'adresse suivante : <http://www.ijjcan.org/ca/loi/b-9.854/>.

¹⁰⁷ *Id.*, art. 87.

¹⁰⁸ *Id.*, art. 96.

¹⁰⁹ TR/2005-92.

¹¹⁰ Vol. 139, no. 29; <http://canadagazette.gc.ca/partI/2005/20050716/html/notice-f.html#i3>; voir aussi la réponse d'Environnement Canada aux commentaires reçus sur l'Avis :

http://www.ec.gc.ca/RegistreLCPE/documents/part/GHG_noi_resp/GHG_noi_resp.cfm.

¹¹¹ http://www.ec.gc.ca/RegistreLCPE/documents/part/LFE_drft_inst/LFE_drft_inst.cfm;

http://www.ec.gc.ca/press/2005/051128_n_f.htm.

¹¹² Ptie I, vol. 139, no. 36; voir aussi la réponse d'Environnement Canada aux commentaires reçus concernant le projet de décret d'inscription : http://www.ec.gc.ca/RegistreLCPE/documents/part/ghg_sched1/response.cfm.

¹¹³ L.C. 1999, c.33 (ci-après nommée LCPE).

¹¹⁴ DORS/2005-345, Gaz. Can., Ptie II, vol. 139, no. 24, 30 novembre 2005.

¹¹⁵ *Loc. cit.*, note 1.

¹¹⁶ Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, www.grida.no/climate/ipcc_tar/.

¹¹⁷ Avis concernant la déclaration des gaz à effet de serre (GES); voir par exemple Gaz. Can., Ptie I, vol. 139, no. 11 et vol. 140, no. 28.

¹¹⁸ http://www.ec.gc.ca/press/2006/060511_n_f.htm.

¹¹⁹ <http://www2.parl.gc.ca/HousePublications/Publication.aspx?Docid=2413797&file=4> (ci-après nommée LCQA).

¹²⁰ À titre d'exemple, Avis d'intention d'élaborer et de mettre en œuvre des règlements et d'autres mesures pour réduire les émissions atmosphériques, Gaz. Can., Ptie I, vol. 140, no. 42 et Avis d'intention d'élaborer un règlement fédéral exigeant des carburants renouvelables, Gaz. Can., Ptie I, vol. 140, no. 52.

Le 3 septembre 2005, un projet de décret¹¹² prévoyant l'ajout de six gaz à effet de serre (GES) à l'Annexe 1 de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement de 1999* (LCPE 1999)¹¹³ a été publié à la Gazette du Canada. Ce décret est entré en vigueur le 21 novembre 2005¹¹⁴. Dans un communiqué de presse, le gouvernement précisait que « La décision d'ajouter les GES à la LCPE s'inscrit dans le cadre du consensus scientifique mondial selon lequel nous disposons de preuves suffisantes et convaincantes pour conclure que les gaz à effet de serre constituent ou peuvent constituer un danger pour l'environnement dont la vie dépend. »¹¹⁵ Cette déclaration faisait référence aux termes du second alinéa de l'article 64 de la LCPE 1999 qui énonce les critères permettant d'identifier ce qu'est une substance toxique selon les parties 5 et 6 de cette loi. Ainsi, le gouvernement, en se basant sur le 3^e Rapport du GIEC¹¹⁶, a jugé que les GES visés par le Protocole de Kyoto sont des substances qui pénètrent ou peuvent pénétrer dans l'environnement en une quantité ou concentration ou dans des conditions de nature à mettre en danger l'environnement essentiel pour la vie. Par ces nouvelles inscriptions à l'Annexe 1 de la LCPE, il visait entre autres à permettre la mise en place d'outils pour réduire les émissions de gaz à effet de serre provenant des grands émetteurs industriels.

Enfin, mentionnons que les grands émetteurs finaux ont aussi reçu ordre à quelques occasions de déclarer leurs émissions de gaz à effet de serre¹¹⁷.

Tous ces déroulements se sont produits, rappelons-le, dans un contexte où Montréal devait être l'hôte de la Conférence des Nations Unies sur les changements climatiques, du 28 novembre au 9 décembre 2005.

Puis, dans l'esprit de réintégrer du « réalisme » dans la gestion gouvernementale en matière d'environnement¹¹⁸, le gouvernement conservateur par la voix de la ministre Ambrose annonçait notamment le 11 mai 2006 qu'il avait l'intention de modifier substantiellement la feuille de route établie par son prédécesseur en environnement. Dans cette optique, plusieurs programmes des libéraux en matière de changements climatiques ont été abolis.

À l'heure actuelle, le dépôt d'un projet de *Loi canadienne sur la qualité de l'air*¹¹⁹, l'annonce de règlements relatifs à l'assainissement de l'air¹²⁰ et d'un crédit d'impôt fédéral pour le transport en commun font partie des quelques initiatives entreprises par le nouveau gouvernement pour lutter contre les changements climatiques.

La pièce maîtresse du plan du gouvernement conservateur en environnement est la LCQA, dont le projet a été déposé devant le Parlement le 19 octobre 2006 par le ministre de l'Environnement et le ministre de la Santé. Enfin, depuis l'arrivée au pouvoir du gouvernement conservateur, le 3 avril 2006, la question du système interne d'échange de crédits d'émission baignait dans la confusion jusqu'à ce jour.

Il importe de comprendre que, parmi ces dispositions, seules celles tirées de la LCPE ont actuellement force de loi.

Le Cadre réglementaire fédéral sur les émissions industrielles

Le Cadre réglementaire fédéral sur les émissions industrielles de gaz à effet de serre était attendu. Celui-ci a été rendu public en ce 10 mars 2008. Selon les informations préliminaires, ce cadre serait inéquitable pour le Québec et notamment l'Ontario.

Un communiqué a été émis par la ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, Mme Line Beauchamp, et le ministre de l'Environnement de l'Ontario, l'Honorable John Gerretsen. Ceux-ci ont exprimé leur déception face à la nouvelle version du cadre réglementaire canadien de réduction des gaz à effet de serre :

« Le Québec et l'Ontario déplorent notamment le fait que le cadre réglementaire proposé ne permette toujours pas de reconnaître pleinement les efforts des entreprises ayant déjà réduit de façon significative leurs émissions de gaz à effet de serre (GES) depuis 1990, année de référence du protocole de Kyoto. De plus, l'imposition d'une cible de réduction unique ne tient pas compte du coût relatif de réduction auquel font face les différentes industries. La réglementation telle qu'envisagée présente ainsi des iniquités flagrantes.

"Il est inacceptable que l'impact économique soit plus important pour les provinces qui ont déjà fait des efforts importants de réduction, telle que le Québec, dont les émissions absolues du secteur industriel québécois ont diminué de 8,5 % de 1990 à 2005, et ce, malgré une augmentation globale de la production", a souligné la ministre Beauchamp qui s'est dit déçue que le cadre réglementaire ne permettra pas le respect des engagements du Canada à l'égard des objectifs de réduction des GES prévus au protocole de Kyoto.

"La dernière annonce du gouvernement fédéral équivaut non seulement à pénaliser les provinces et industries qui ont fait preuve de leadership en réduisant de façon marquée leurs émissions de gaz à effet de serre", a indiqué M. Gerretsen, "mais elle viendrait récompenser celles qui n'ont fait rien d'autre qu'augmenter leurs émissions."

"Nous nous sommes engagés à éliminer le charbon en Ontario d'ici 2014, et, depuis notre élection en 2003, nous avons déjà parcouru un grand bout de chemin pour y arriver", a mentionné M. Gerretsen. "Le gouvernement fédéral a choisi d'ignorer nos efforts en matière d'assainissement de l'atmosphère."

Dû à l'impact de ce cadre réglementaire sur les politiques et stratégies provinciales et territoriales déjà en place, les ministres demandent au président du Conseil canadien des ministres de l'environnement de convoquer dans les plus brefs délais une rencontre à ce sujet.

"Le succès de la lutte à la pollution atmosphérique et aux changements climatiques doit reposer sur une étroite collaboration entre l'ensemble des gouvernements au Canada. Ceci est d'autant plus essentiel dans le cas du Québec et de l'Ontario qui sont déjà fort actifs dans la lutte contre les changements climatiques", ont conclu les ministres.

Référence : Cadre réglementaire fédéral sur les émissions industrielles de gaz à effet de serre - UNE REGLEMENTATION FEDERALE INEQUITABLE POUR LE QUÉBEC ET L'ONTARIO, communiqué gouvernemental 2716 daté du 10 mars 2008

En visitant le site Web d'Environnement Canada, on peut consulter les détails réglementaires sur les émissions de gaz à effet de serre du plan nommé *Prendre le virage*. Le gouvernement canadien propose une réduction absolue de 20 % des GES d'ici 2020, dont des mesures spécifiques s'adressant aux émissions industrielles.¹²¹

Mentionnons que le gouvernement compte former un groupe de travail sur l'électricité propre pour travailler avec les provinces et l'industrie afin d'obtenir une réduction additionnelle de 25 mégatonnes dans le secteur de l'électricité d'ici 2020.

Le Distributeur souhaite poursuivre ses efforts de représentation (Voir HQD-3, Document 1, Page 51 de 79). Le GRAME ne peut qu'encourager celui-ci dans cette difficile tâche de représentation au sein des intérêts nettement divergents de l'industrie électrique au Canada, cette tâche de représentation n'étant pas l'une des plus faciles.

Les mesures envisagées pour le développement de l'énergie propre à l'échelle du Canada comprennent l'élaboration d'un réseau est-ouest de transport d'énergie électrique et d'un câble sous-marin sur la côte atlantique, de même que le retrait d'installations de production d'électricité par combustibles fossiles à la fin de leur durée de vie utile.¹²²

Le Distributeur pourrait envisager pour l'avenir d'écouler ses surplus avantageusement sur le marché canadien dans un horizon long terme, puisque pour l'instant de tels projets n'existent toujours pas.

Électricité propre

Extension du réseau est-ouest d'alimentation en électricité

Le Manitoba et le Québec, ainsi que Terre-Neuve et le Labrador et la Colombie-Britannique, disposent d'immenses ressources hydroélectriques qui pourraient être mises en valeur si une infrastructure appropriée était en place. Il y a eu des discussions, à l'échelle provinciale, au sujet de mesures de renforcement et

d'extension des interconnexions provinciales comme première étape dans la création d'un réseau national d'alimentation est-ouest (soit entre l'Ontario et le Québec et l'Ontario et le Manitoba).

Référence : Modélisation détaillée des émissions et des répercussions économiques, gouvernement du Canada, mars 2008, pages 30 et 31

Dans cette optique, le Distributeur, tel qu'il l'a mentionné, a tout avantage à participer à ces groupes de travail, dans la mesure où il est invité à le faire par le Gouvernement canadien.

¹²¹ Site Web Environnement Canada : <http://www.ec.gc.ca/default.asp?lang=Fr&n=75038EBC-1>

¹²² Cadre réglementaire sur les émissions industrielles de gaz à effet de serre, gouvernement du Canada, ISBN 978-0-662-05525-9, pages 13, numéro 4.9

En ce qui a trait à la production d'électricité par cogénération, l'ancien cadre réglementaire de 2007 ne prenant pas position sur cet élément, le présent cadre propose des cibles de réduction des installations cogénératrices basées sur un niveau de référence correspondant aux niveaux d'émissions en cas de production séparée d'électricité ou de chaleur. Les émissions attendues seraient ainsi fondées sur l'intensité des émissions d'une centrale autonome au gaz naturel de production à cycle mixte. Cette structure permettrait une certaine reconnaissance des gains en efficacité attribuables à la cogénération et inciterait les producteurs à investir en cogénération.¹²³

Il semble donc tout à fait probable que le système de crédits compensatoires au Canada verra le jour à brève échéance. Celui-ci offrirait un système de crédits compensatoires pour les entreprises réglementées (conformément aux cibles à rencontrer). Le cadre réglementaire offrirait aussi un mécanisme permettant aux entreprises d'utiliser les crédits provenant du *Mécanisme pour un développement propre* du Protocole de Kyoto, de même qu'un programme de crédits pour des mesures d'actions précoces.¹²⁴ Certaines conditions d'admissibilité et les processus de demandes sont en cours d'élaboration et devraient être publiés cette année. Ce qu'il faut retenir c'est que le système de crédits compensatoires vise à favoriser une réduction des GES au Canada dans le cadre d'activités autres que celles qui seront régies par le *projet de règlement sur les émissions atmosphériques industrielles* (En cours d'élaboration).¹²⁵

Le système de crédits compensatoire sera administré en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*. Les possibilités de projets donnant droit à des crédits compensatoires pourront inclure le captage et l'élimination des gaz d'enfouissement, les biodigesteurs, le boisement et le reboisement, la gestion des sols et la production d'électricité renouvelable (sans émission). Les réductions de GES devront être réelles, supplémentaires, quantifiées, vérifiées et uniques. La création de crédits sera précédée par l'élaboration d'un protocole de quantification pour un type de projet. Ce protocole devra être préalablement approuvé par Environnement Canada (EC) et le projet enregistré. Le promoteur de projet doit par la suite déclarer les réductions d'émissions réalisées et veiller à une vérification externe de celles-ci. Suite à ces démarches, EC attestera ces réductions et accordera les crédits compensatoires. Ces crédits pourront être échangés, mis en banque ou utilisés, sous certaines conditions, par les entreprises réglementées à des fins de conformité¹²⁶

C'est donc dès l'été 2008 qu'EC commencera à examiner les protocoles et à l'automne 2008, les demandes de projets. Le Distributeur devra donc entreprendre des démarches dès 2008 et déterminer quels sont les projets qui sont susceptibles d'être admissibles à la création de crédits compensatoires.

¹²³ Cadre réglementaire sur les émissions industrielles de gaz à effet de serre, gouvernement du Canada, ISBN 978-0-662-05525-9, mars 2008, pages 12 et 13, numéro 4.8

¹²⁴ Cadre réglementaire sur les émissions industrielles de gaz à effet de serre, gouvernement du Canada, ISBN 978-0-662-05525-9, mars 2008, page iv

¹²⁵ Prendre le virage : Système canadien de crédits compensatoires pour les gaz à effet de serre, Gouvernement du Canada, ISBN 978-0-662-05520-4, mars 2008, page ii

¹²⁶ Prendre le virage : Système canadien de crédits compensatoires pour les gaz à effet de serre, Gouvernement du Canada, ISBN 978-0-662-05520-4, mars 2008, page iii

Une revue des programmes pilotes canadiens de réduction des émissions est aussi souhaitable. En effet, le travail de conception du système de crédits compensatoires s'appuierait sur l'expérience de ces programmes : *Les trois projets pilotes sont: le Projet pilote d'échange des réductions d'émissions (PERT), le Projet pilote d'échange de réductions des émissions de gaz à effet de serre (PEREG) et l'Initiative du Projet pilote d'élimination et réduction des émissions et d'apprentissage (PPEREA).*¹²⁷

L'intention du gouvernement est de mettre sur pied un groupe consultatif qui élaborera les lignes directrices des enjeux techniques et opérationnels, reste à déterminer les procédures d'adhésion et de fonctionnement.¹²⁸ **Reste donc à déterminer si le Distributeur rencontrera les conditions d'admissibilité pour faire partie de ce groupe consultatif.**

À ce jour il est difficile de déterminer dans quelle mesure le Distributeur sera affectée par le cadre réglementaire et les obligations de réduction d'émissions. En effet, il faudra déterminer quelles sont les émissions visées par la réglementation sur les émissions atmosphériques industrielles, vérifier si elles sont conformes aux cibles d'intensités d'émissions. Par la suite déterminer dans quelle mesure les actions prises (et leurs dates d'admissibilités selon les mesures précoces) à l'interne compense les émissions et aussi si et comment les résultats du PGEÉ peuvent être retenus à titre de mesure compensatoire. Nous comprenons qu'il est trop tôt pour être en mesure de produire un tel bilan, mais que le Distributeur devra le faire puisqu'il devra être conforme à cette réglementation. De notre avis, il est aussi trop tôt pour déterminer s'il y aura un impact monétaire ou non.

Le Distributeur devra donc rendre compte à la Régie de ses obligations relatives au nouveau cadre réglementaire canadien à titre d'entreprise réglementée et assujettie à des normes d'intensité d'émissions de GES. Il devra aussi rendre des projets qui s'inscrivent dans le cadre du nouveau système de crédits compensatoires, soit à titre d'attributs environnementaux soit, le cas échéant, à titre de réduction de ses obligations réglementaires.

En bref, outre les mesures internes de réduction d'émission, diverses options de conformité seront offertes aux entités réglementées, tel que l'accès au Fonds d'investissement technologique, l'accès au Fonds de recherche et développement, à des projets d'investissement certifiés à l'avance, l'accès au mécanisme pour un développement propre (MDP), l'accès aux crédits pour mesures hâtives et au Système national de compensations.¹²⁹

¹²⁷ Prendre le virage : Système canadien de crédits compensatoires pour les gaz à effet de serre, Gouvernement du Canada, ISBN 978-0-662-05520-4, mars 2008, **page iv**

¹²⁸ Référence : Prendre le virage : Système canadien de crédits compensatoires pour les gaz à effet de serre, Gouvernement du Canada, ISBN 978-0-662-05520-4, mars 2008, Page 4

¹²⁹ Référence : Modélisation détaillée des émissions et des répercussions économiques, gouvernement du Canada, mars 2008, page 22

Le Distributeur devrait étudier dans quelle mesure les projets des nouvelles technologies qui sont envisagés dans le cadre des réseaux autonomes peuvent être admissibles comme projets résultant en crédits compensatoires.

Le cadre réglementaire sur les émissions de GES n'est cependant pas encore en place. Selon le gouvernement fédéral, l'ébauche du règlement serait disponible à l'automne 2008 pour recevoir les commentaires du public et la version finale est prévue à l'automne 2009.

Concernant la liste des types de projets admissibles au système de crédits compensatoires pour les gaz à effet de serre, mentionnons les « *Projets relatifs à l'efficacité énergétique et à la gestion axée sur la demande* », donc les projets en efficacité énergétique et relatifs à la gestion de la demande qui pourraient concerner le PGEÉ du Distributeur, les projets en énergie renouvelable (électricité) et les projets de production avec biocarburants.¹³⁰

Il semble que le programme Éco Énergie pour l'électricité renouvelable, tel que libellé, est toujours limité par la période d'admissibilité entre le 1^{er} avril 2007 et le 31 mars 2011 en ce qui a trait à la période de construction des centrales et de mise en service.

Microproduction

Comme dans le cas des CER, les projets de production d'électricité, notamment visés par la microproduction de sources solaire, biomasse, biodiesel et géothermique pourraient résulter en des crédits compensatoires dans le nouveau *Cadre réglementaire sur les émissions industrielles de gaz à effet de serre* du gouvernement du Canada. Par ailleurs, les contrats résultant d'approvisionnements en provenance de petites centrales hydroélectriques pourraient être admissibles. Il est cependant trop tôt pour en déduire que tel sera le cas et quelles conditions s'appliqueront, puisque le cadre réglementaire en est à l'étape de consultation.

Conclusion

Cette courte revue met en lumière les difficultés que peut rencontrer le Distributeur à l'échelle canadienne. Les intérêts diversifiés des lobbys industriels canadiens font en sorte que les politiques canadiennes en matière d'énergie « propre » ne s'alignent pas nécessairement avec les intérêts québécois.

D'autre part, avec l'installation possible à Montréal de la Bourse du carbone, l'intérêt des marchés québécois pour la comptabilisation des CER ou de crédits compensatoires sera accru. Le suivi attentif de tous ces aspects demeure important par le Distributeur et par la Régie de l'énergie.

¹³⁰ Système de crédits compensatoires pour les gaz à effets de serres, Annexe B, liste illustrant les types de projets, gouvernement du Canada, Mars 2008, ISBN 978-0-662-05520-4

« L'installation possible à Montréal de la Bourse du carbone vient de franchir une étape de plus, avec la fusion annoncée lundi des bourses de Montréal et de Toronto, selon le premier ministre Jean Charest »..

Référence : Communiqué de la presse canadienne (10 décembre 2007 - 14h44), « La Bourse du carbone s'approche de Montréal », <http://lapresseaffaires.cyberpresse.ca/article/20071210/LAINFORMER/71210167>

Le GRAME recommande le suivi détaillé de ces opportunités et du «potentiel que représente la vente de crédits de réduction de GES »¹³¹ associés aux projets d'énergie renouvelable qui sont sous contrat avec le Distributeur.

La préparation d'un rapport détaillé sur le sujet serait opportun pour la Régie, celui-ci pourrait être soumis à la Régie et mis à jour annuellement.

Un comité de travail, se réunissant annuellement et incluant des experts en ce domaine pourrait être créé afin de faire le point sur cette situation dans le but de protéger les intérêts du Distributeur et de sa clientèle.

¹³¹ B-14, HQD-3, document 1, page 50, réponse 30.1

CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS ET STRATEGIE BESOINS EN PUISSANCE

Le GRAME approuve cette intention et souligne que la recherche de moyens afin d'augmenter la contribution de l'option de l'électricité interruptible pour les besoins en puissance est une avenue prometteuse qui fait sens.

POTENTIEL DISPONIBLE EN GESTION DE CONSOMMATION

L'option de gestion des groupes électrogènes

Le GRAME se réjouit du fait que l'option de gestion des groupes électrogènes n'ait pas créé d'enthousiasme chez la clientèle visée. Les raisons invoquées par le Distributeur confirment les appréhensions du GRAME au dossier R-3603-2006 : « *Au delà des modalités du programme, les contraintes d'utilisation au niveau de la clientèle (bruit, gaz d'échappement), semblent davantage expliquer le peu de succès de ce programme.* »¹³²

Le Distributeur mentionne que l'expérience de l'option groupes électrogènes est peu concluante. Le GRAME utiliserait plutôt le terme « concluante », puisqu'elle ne suscite pas l'intérêt escompté par le Distributeur, mais plutôt des préoccupations environnementales émergentes de la société québécoise de plus en plus responsable à cet égard. Le GRAME encourage donc le Distributeur à effectivement réexaminer l'avenir de cette option, ou le cas échéant certaines de ses modalités d'application.

L'option interruptible

Concernant l'option interruptible, le GRAME était en faveur de ces modifications au dossier R-3603-2006 dans la mesure où elles favorisaient l'adhésion à cette option et le maintien de son potentiel. Le GRAME est toujours en faveur de la recherche de nouveaux moyens ou modalités d'application pour favoriser l'expansion de cette option. Le GRAME recommande le suivi de cette option afin de favoriser notamment l'adhésion de la clientèle grande puissance à cette option. La recherche de solutions avec la collaboration de l'industrie est souhaitable, comme le Distributeur l'a fait par le passé.

¹³² B-14 - HQD-3, Document 1 Page 25 de 79, réponse 17.1

Utilisation de l'option interruptible

Le GRAME se réjouit de l'augmentation de l'utilisation de l'option par le Distributeur, puisque cette option est avantageuse d'un point de vue environnemental, et est en faveur du maintien de cette option de même que de son expansion. *Traitement de la réserve associée à l'électricité interruptible* Concernant le changement de traitement de la réserve associée à l'électricité interruptible, le GRAME est en faveur de ce changement, de même qu'un traitement équivalent, si ce programme est conservé dans l'avenir, au programme des groupes électrogènes de secours, tel que le mentionne le Distributeur¹³³ en réponse à une demande du GRAME.

Accumulateurs thermiques et tarification dynamique

Concernant le potentiel des accumulateurs thermiques pour la clientèle du secteur commercial et institutionnel, le GRAME est nettement en faveur des recherches qu'effectue le Distributeur dans cette direction. Ce type de potentiel s'apparente à du développement durable intelligent.

Le GRAME est en faveur de la poursuite des analyses en ce domaine et de l'évaluation de la portion exploitable commercialement des accumulateurs thermiques dans le bilan de puissance du Distributeur et demande à la Régie d'entériner les efforts faits par le Distributeur en la matière. Le GRAME s'intéresse à ce potentiel. En effet, en combinant de tels accumulateurs statiques ou dynamiques à une option de tarification différenciée dans le temps pour la clientèle résidentielle, un potentiel technico-économique pourrait être identifié. Cette avenue devrait faire partie de l'évaluation du potentiel des accumulateurs thermiques par le Distributeur en termes de puissance.

Le GRAME propose au Distributeur d'évaluer ce potentiel pour la clientèle résidentielle, en tenant compte du fait qu'il serait combiné à une option de tarification différenciée dans le temps, incluant les outils de communication et de compilation des données nécessaires, soit notamment les compteurs avancés ou toute autre technologie pertinente. *L'énergie solaire* Toujours concernant les accumulateurs thermiques, le GRAME demande au Distributeur d'explorer également le potentiel technico-économique des techniques énergétiques de type renouvelable, tels que les murs capteurs.

Impact de la tarification différenciée dans le temps sur la gestion de la demande

Dans le contexte actuel, le GRAME remet à plus tard son évaluation du potentiel technico-économique de cette option dans le plan d'approvisionnement du Distributeur. Le cas échéant, le Distributeur en tiendra compte dans le prochain plan d'approvisionnement lorsque les données pour une évaluation appropriée de la performance de cette option seront disponibles.

Le GRAME soutient cependant qu'une telle option constitue un potentiel disponible en gestion de consommation et que le Distributeur devra éventuellement en tenir compte dans son plan d'approvisionnement.

¹³³ Référence : Réponse Question 2.1, HQD-3, Document 6, Pages 6 de 55

Point de vue du développement durable

Le GRAME s'était positionné à cet égard au dossier R-3624-2007 et demeure convaincu que dans un contexte de développement durable, il est plus avantageux pour la société québécoise de retourner les surplus énergétiques, lorsqu'ils s'avèrent importants, chez le Producteur, puisque celui-ci est mieux positionné pour la revente de surplus en temps opportun, c'est-à-dire lorsque les prix sur le marché sont avantageux.

En ce sens, la Régie devrait baliser cette problématique de gestion des surplus avec une perspective de développement durable. Ce qui signifie la bonne énergie, au bon endroit, au bon moment. En effet, le Distributeur ne peut pas emmagasiner de l'énergie, comme c'est le cas du Producteur qui détient les réservoirs requis pour agir de la sorte, ce que le Distributeur ne peut prétendre.

Responsabilités de la Régie de l'énergie

Le GRAME propose à la Régie d'entamer une réflexion à cet égard, quitte à créer un comité de travail composé de l'ensemble des intervenants au présent dossier, afin de chercher une solution viable à cette problématique de gestion des surplus énergétiques découlant du plan d'approvisionnement du Distributeur.

Un comité de travail

Malgré le fait que la décision D-2008-076 permet de régler une partie de la problématique de la gestion des surplus, il serait opportun qu'un comité de travail, composé de l'ensemble des intervenants au présent dossier, soit créé afin de chercher une solution viable à long terme à cette problématique de gestion des surplus énergétiques découlant du plan d'approvisionnement du Distributeur.

Ce groupe de travail aurait comme mandat de se pencher sur l'élaboration d'un mécanisme de gestion des surplus. Mécanisme qui pourrait s'apparenter à la recherche d'entente de stockage avec les fournisseurs du Distributeur.

Le GRAME était d'ailleurs en faveur de la fixation de frais d'entreposage comme moyen de gestion des surplus du Distributeur, solution pouvant être comparée à l'entreposage du gaz naturel liquéfié (GNL).

D'un point de vue strictement économique

En ce sens, la Régie devrait baliser en quoi consiste un surplus plus modeste et favoriser, dans le cas des surplus plus importants, la réduction des approvisionnements au lieu de la revente. En statuant dans cette direction, la Régie favoriserait une saine gestion des approvisionnements du Distributeur et atténuerait les doutes et les incertitudes des fournisseurs face aux divergences d'opinions des responsables des dossiers de la Régie.

Participant dans le marché

Un autre élément à considérer demeure l'éventualité de se voir confronté à un scénario faible dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement, ce que le GRAME considère comme probable, tel que discuté précédemment. Dans ce cas, il faudrait que la Régie établisse des balises permettant au Distributeur de négocier en toute confiance des ententes de réduction de livraison ou de report de contrat.

La décision de la phase 1 ne se prononce pas sur ce sujet. Le GRAME maintient donc sa demande à cet égard.

Offres de services de courtage

Le GRAME est tout à fait en accord avec cette dernière assertion du Distributeur à l'effet qu'il n'a pas le rôle de devenir participant ou négociant sur les marchés. Il demeure important que la Régie trace une ligne de conduite à cet égard. Par exemple, il faudrait déterminer si la Régie considère le Distributeur comme un éventuel négociant en électricité, si tel est le cas, celui-ci devra développer des outils en gestion de ses surplus qui permettent la revente d'énergie à un prix au moins équivalent à son coût d'achat, ce qui n'était pas le cas en 2007.

La décision de la phase 1 ne se prononce pas sur ce sujet. Le GRAME maintient donc sa demande à cet égard.

MICROPRODUCTION

Le GRAME constate que le Distributeur a amorcé des échanges avec des intervenants potentiellement intéressés. Le GRAME encourage le Distributeur à poursuivre ces échanges.

Le Distributeur devra explorer différentes pistes avec ses partenaires afin de présenter des solutions viables pour les producteurs.

Le GRAME demande à la Régie que suite au dépôt de la proposition du Distributeur, des procédures d'audience soient établies pour approuver les modalités du programme d'achat de microproduction.

Enfin, comme il a été mentionné dans la section sur les *attributs environnementaux*, dans le cas où le Distributeur pourrait tirer profit du Marché des certificats d'énergie renouvelable (CER), le GRAME souligne l'importance d'élargir le contexte de participation au contexte de la microproduction.

Projets pilotes au Nunavik

Le GRAME demande à la Régie d'entériner les démarches du Distributeur et même d'accélérer celles concernant les communautés. En effet, cette tâche demande du temps et doit respecter dans certains cas un protocole de communication propre à ces communautés. Le Distributeur devrait s'y attarder tôt dans le processus.

Projet de raccordement de la Romaine

Dans une perspective de développement durable et de réduction des coûts relatifs du projet de la centrale requise à Akulivik, le GRAME est favorable à la réalisation du projet pilote de JED qui sera réalisé en parallèle à la construction de cette centrale. *Nouvel appel d'offres de 500 MW réservé*

Néanmoins, le GRAME souhaite voir cette pratique allégée afin qu'elle favorise le retour de ces « *primes éventuellement reçues dans le cadre de programmes gouvernementaux d'incitation à la production d'énergie renouvelable* » aux communautés participantes. Celles-ci pourraient être utiles à la réalisation de projets en parallèle et soutenir le développement durable de ces communautés. Rappelons à la Régie son rôle en ce qui a trait au développement durable, développement parfois difficile en région éloignée.

Réduction d'émissions de GES et cadre réglementaire canadien en RA

Par conséquent, le GRAME propose qu'une évaluation des économies rencontrées dans le cadre réglementaire du système de crédits soit faite et incluse à titre de réduction des coûts projetés pour tout projet de JED proposé par le Distributeur. Cette évaluation pourrait être fournie dès que le cadre réglementaire entrera en vigueur, soit en 2009.

Solutions commerciales et partenariats avec les communautés

Le GRAME est en faveur de toute solution commerciale favorisant de tels partenariats, de même qu'en faveur de projets favorisant l'obtention de subventions permettant de réduire les coûts d'implantation de tels projets, telle que celle offerte par le Programme fédéral écoÉNERGIE pour l'électricité renouvelable. Nous recommandons cependant d'être vigilant à cet égard, quitte à faire appel à des firmes spécialisées en la matière. Mentionnons que de nombreux programmes existent dans le domaine de la fiscalité des entreprises.

Ces programmes, quoi que non admissibles directement par le Distributeur puisque Hydro-Québec n'est pas assujéti au paiement d'impôts, pourraient intéresser des entreprises désirant développer une expertise en recherche et développement expérimental. Le Distributeur aurait tout avantage à développer des partenariats avec des firmes voulant investir dans des projets en recherche scientifique et développement expérimental. Celles-ci pourraient couvrir l'ensemble des frais relatifs à la recherche par le programme précité. De cette manière, ces frais seraient réduits des coûts de mise en œuvre de ces technologies d'une part, et permettraient d'autre part le développement de compétences nouvelles par les partenaires du Distributeur.

Une étude doit être menée par le Distributeur afin de connaître la portée de l'utilisation d'un tel incitatif au Québec, appliqué dans le cadre de partenariats commerciaux. Une analyse des barrières à l'entrée et des difficultés rencontrées doit aussi être faite, de même que la recherche de solutions visant à favoriser, le cas échéant, l'utilisation de cet incitatif ou de tout autre incitatif de même nature à plus grande échelle.

ÉOLIEN ET GRILLE DES CRITERES NON MONETAIRES

~~Il est probablement trop tôt dans le processus actuel pour déterminer quels seront les projets retenus et quel sera l'impact de la grille des critères non monétaires sur les partenariats créés en les circonstances.~~

Concernant les projets acceptés à l'ouverture pour l'appel d'offres de 2000 MW 2005/03 éolien¹³⁴ et la grille des critères non monétaires¹³⁵. Suite aux développements récents, soit le dévoilement des projets retenus, le GRAME est d'avis que le Distributeur devrait déposer en suivi de ce dossier, une analyse de l'impact de la grille des critères non monétaires sur le choix des projets retenus. En effet, à la lumière de cette analyse, la grille pourrait être modifiée si elle ne favorise pas l'atteinte des objectifs du décret 927-2005 daté du 12 octobre 2005

Le GRAME recommande cependant qu'une telle analyse soit présentée sous la forme d'un rapport séparé à la Régie ~~dès que l'ensemble des projets retenus sera connu~~. Il demeure donc important de pouvoir évaluer les impacts de cette grille sur le développement de projets en partenariat avec les régions et les communautés autochtones

L'intérêt d'une telle grille est de promouvoir les objectifs du Décret du Gouvernement numéro 927-2005, daté du 12 octobre 2005, concernant les préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées à la Régie de l'énergie à l'égard du second bloc d'énergie éolienne

Commentaires sur le rapport Les énergies renouvelables

Pour ce qui est de la petite hydraulique, le GRAME est en faveur de toute technologie permettant une réduction de la consommation du diesel en réseau autonome, en autant que ces technologies obtiennent un appui favorable des communautés locales et qu'elles soient réalisées dans le respect de l'environnement et de la réduction des impacts sur celui-ci. Le GRAME favorise l'étude de ces aspects. Nous soutenons que le Distributeur devrait présenter une analyse de ces aspects lors de toute analyse de projet visant le développement de nouvelles technologies environnementales.

Nous réitérons ces recommandations au présent dossier, le Distributeur devrait examiner pour chacune des technologies renouvelables quels sont les programmes d'aide qui pourraient être admissibles, le cas échéant, en fonction des entités responsables des projets.

¹³⁴ Inventaire des soumissions A-O 2005-03 éolien 2000 MW : Liste finale des soumissions acceptées à l'ouverture des soumissions le 19 septembre 2007

¹³⁵ Référence : <http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/decisions/D-2007-59.pdf>

Commentaires sur le rapport du Centre Hélios

L'acquisition d'expertises étant l'une des facettes comportant un défi majeur pour une organisation, le Distributeur devrait se concentrer sur le développement de celles qui sont les plus prometteuses à court terme, soit le jumelage éolien/diesel, la petite hydro et ses programmes en efficacité énergétique, quitte à ajouter des options à moyen et long terme.

Les conclusions du rapport d'Hélios mettent notamment sur le chauffage urbain dans une perspective de transition vers la cogénération

Quant à l'utilisation de la cogénération, le GRAME émet des réserves dans un contexte où le jumelage éolien/diesel n'est pas encore réalisé en territoire nordique. Le GRAME exprime des réserves quant à l'utilisation de la cogénération dans un contexte où le jumelage éolien/diesel n'est pas encore réalisé en territoire nordique. Pour les réseaux autonomes disposant de biomasse, cette option est cependant intéressante mais génère des émissions atmosphériques importantes comparativement au jumelage avec l'éolien. Pour les régions ne disposant pas de biomasse, cette option n'est pas avantageuse puisqu'elle nécessite l'importation de matières organiques.

LES ATTRIBUTS ENVIRONNEMENTAUX

Le Distributeur mentionne, en réponse à une demande de la Régie, qu'une des formes d'attributs environnementaux consiste en des « Certificats d'énergie renouvelable (CER) » et en des « Crédits de réduction de Gaz à effet de serre (GES) » et qu'il entend tirer « *le meilleur parti possible des attributs environnementaux associés aux projets d'énergie renouvelable mis sous contrat* ».

Le GRAME favorise cette prise de position par le Distributeur et demande à la Régie d'approuver les efforts du Distributeur dans cette direction. Le Distributeur ayant entamé des démarches afin d'évaluer la possibilité de participer au marché réglementé des CER, le GRAME propose que ces démarches soient documentées et remises sous forme de rapport d'étape à la Régie d'ici la fin de l'année en cours.

Le GRAME est d'avis que concernant ces faits, le Distributeur devrait aussi faire des représentations concernant les petites centrales au fil de l'eau qui sont reconnues par les CER des marchés américains, et de toute technologie reconnue sur ces marchés.

Un rapport d'étape annuel pourrait aussi être déposé pour faire état des résultats des démarches effectuées par le Distributeur auprès du gouvernement canadien.

Contexte du marché réglementé des CER

Ce type de programmes pourrait être applicable à la microproduction. Notre objectif n'est pas d'analyser en détails la conception des programmes, mais de présenter des faits justifiant la complexité de la situation de la mise en marché des CER. En effet, de tels CER ou crédits compensatoires au Canada devront être comptabilisés.

Statut de participant

Le GRAME comprend avec justesse que le Distributeur n'ait pas encore exploré la possibilité de participer à ce marché. Le Distributeur mentionne également que la vente des CER devra être examinée en fonction de l'entente d'équilibrage pour la production éolienne, ce qui semble tout à fait justifié en les circonstances.

De notre compréhension, des projets de production d'électricité, notamment visés par la microproduction de sources solaire, biomasse, biodiesel et géothermique, pourraient, si le Distributeur participait au marché des CER, résulter en des CER au même titre que les projets éoliens. Par ailleurs, les contrats résultant de l'approvisionnement de petites centrales hydro-électriques pourraient aussi résulter, le cas échéant, en CER.

Dans le cas où le Distributeur pourrait tirer profit de ce marché des CER, le GRAME souligne l'importance d'élargir dès maintenant sa participation, le cas échéant, au contexte de la microproduction.

CREDITS DE REDUCTION DE GES AU CANADA

Le contexte des débouchés potentiels que représente la vente de crédits de réduction de GES vient de faire un pas en avant pour certains et un pas en arrière pour d'autres. En effet, le gouvernement fédéral vient d'annoncer en ce 10 mars 2008 sa nouvelle politique en la matière. Celle-ci peut être consultée sur le site d'Environnement Canada.

MECANISME DE PERMIS ECHANGEABLES AU CANADA

Le Cadre réglementaire fédéral sur les émissions industrielles

Le Distributeur souhaite poursuivre ses efforts de représentation (Voir *HQD-3, Document 1, Page 51 de 79*). Le GRAME ne peut qu'encourager celui-ci dans cette difficile tâche de représentation au sein des intérêts nettement divergents de l'industrie électrique au Canada, cette tâche de représentation n'étant pas l'une des plus faciles. L'intention du gouvernement est de mettre sur pied un groupe consultatif qui élaborera les lignes directrices des enjeux techniques et opérationnels, reste à déterminer les procédures d'adhésion et de fonctionnement.¹³⁶ Reste donc à déterminer si le Distributeur rencontrera les conditions d'admissibilité pour faire partie de ce groupe consultatif.

Le Distributeur devra rendre compte à la Régie de ses obligations relatives au nouveau cadre réglementaire canadien à titre d'entreprise réglementée et assujettie à des normes d'intensité d'émissions de GES. Il devra aussi rendre compte des projets qui s'inscrivent dans le cadre du nouveau système de crédits compensatoires, soit à titre d'attributs environnementaux soit, le cas échéant, à titre de réduction de ses obligations réglementaires. Le Distributeur devrait étudier dans quelle mesure les projets des nouvelles technologies qui sont envisagées dans le cadre des réseaux autonomes peuvent être admissibles comme projets résultant en crédits compensatoires.

¹³⁶ Référence : Prendre le virage : Système canadien de crédits compensatoires pour les gaz à effet de serre, Gouvernement du Canada, ISBN 978-0-662-05520-4, mars 2008, Page 4

Cette courte revue met en lumière les difficultés que peut rencontrer le Distributeur à l'échelle canadienne. Les intérêts diversifiés des lobbys industriels canadiens font en sorte que les politiques canadiennes en matière d'énergie « propre » ne s'alignent pas nécessairement avec les intérêts québécois.

D'autre part, avec l'installation possible à Montréal de la Bourse du carbone, l'intérêt des marchés québécois pour la comptabilisation des CER ou des crédits compensatoires sera accru. Le suivi attentif de tous ces aspects demeure important par le Distributeur et par la Régie de l'énergie.

Le GRAME recommande le suivi détaillé de ces opportunités et du « ...*potentiel que représente la vente de crédits de réduction de GES* »¹³⁷ associés aux projets d'énergie renouvelable qui sont sous contrat avec le Distributeur.

La préparation d'un rapport détaillé sur le sujet serait opportun pour la Régie, celui-ci pourrait être soumis à la Régie et mis à jour annuellement.

Un comité de travail, se réunissant annuellement et incluant des experts en ce domaine pourrait être créé afin de faire le point sur cette situation dans le but de protéger les intérêts du Distributeur et de sa clientèle.

¹³⁷ B-14, HQD-3, document 1, page 50, réponse 30.1