

**Demande d'approbation du plan d'approvisionnement
2011-2020 du Distributeur**

(R-3748-2010)

MÉMOIRE DU GRAME

GRAME-1 document 1

Plan d'approvisionnement en réseau intégré

LE GROUPE DE RECHERCHE APPLIQUÉE EN MACROÉCOLOGIE

Préparé par

Nicole Moreau
Analyste environnement et énergie

En collaboration avec

Mme Valentina Poch
Analyste interne pour le GRAME

Déposé à la

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

Le 19 avril 2011

MANDAT

Pour le présent dossier, le GRAME a retenu les services de sa consultante externe madame Nicole Moreau, analyste en énergie et environnement. Madame Moreau possède une formation de premier cycle en administration et comptabilité de l'école des Hautes études de commerciales de l'université de Montréal, de même qu'une maîtrise en sciences de l'Environnement de l'UQAM. Elle a par ailleurs travaillé dans un cabinet d'avocats à titre d'analyste en environnement, énergie et ressources naturelles. Elle a participé à la rédaction de mémoires du GRAME au précédent plan d'approvisionnement. Madame Moreau est appuyée par madame Valentina Poch, détentrice d'un baccalauréat en sciences et d'une maîtrise en ATDR.

TABLE DES MATIÈRES

<u>MANDAT</u>	3
<u>INTRODUCTION</u>	7
<u>PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2011-2020 RÉSEAU INTÉGRÉ</u>	9
<u>ENJEU 1. LE DE DÉVELOPPEMENT DURABLE ET LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2011-2020</u>	9
<u>Impératif du développement durable et le plan d'approvisionnement 2011-2020</u>	9
<u>Moyens pour atteindre les objectifs de la Stratégie énergétique du Québec</u>	11
<u>ENJEU 2 PRÉVISION DE LA DEMANDE</u>	17
<u>2.1 Impact de l'augmentation du prix de l'électricité patrimoniale</u>	17
<u>2.2 VARIATIONS DANS LES BESOINS EN PUISSANCE ET DISPONIBILITÉ DE LA RESSOURCE</u>	20
<u>Progression de la cible en efficacité énergétique dans la prévision de la demande</u>	22
<u>Gestion de la demande et impact sur la prévision de la demande</u>	25
<u>2.3 Impact d'une offre de tarification dynamique sur la prévision de la demande</u>	29
<u>ENJEU 3 APPROVISIONNEMENTS</u>	33
<u>3.1 MOYENS POUR SATISFAIRE LES BESOINS DE POINTE</u>	33
<u>A) Électricité interruptible</u>	33
<u>B) Groupes électrogènes de secours</u>	35
<u>C) Abaissement de tension</u>	38
<u>D) Contribution des marchés de court terme en puissance</u>	39
<u>3.2 GESTION DE LA CONSOMMATION ET MOYENS LIÉS AUX PROJETS EN EFFICACITÉ</u>	43
<u>A) Opportunités en gestion de la consommation du projet LAD</u>	43
<u>B) Moyens liés aux projets d'efficacité énergétique</u>	45
<u>3.3 ATTRIBUTS ENVIRONNEMENTAUX</u>	48

<u>ENJEU 4. APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS ET STRATÉGIE</u>	60
<u>Déploiement des moyens de gestion existants et impacts de LAD et CATVAR</u>	60
<u>Bilan en énergie après utilisation des moyens de gestion existants</u>	63
<u>Le potentiel d’approvisionnement en puissance à partir des réseaux voisins</u>	64
<u>L’ordonnancement des actions</u>	68
<u>4.1 MODIFICATIONS AU PORTEFEUILLE D’APPROVISIONNEMENT</u>	69
<u>4.2 ACQUIS EN MATIÈRE D’APPROVISIONNEMENT EN ÉNERGIE RENOUVELABLE</u>	73
<u>Approvisionnement et programmes d’achat d’électricité</u>	73
<u>Le Programme d’achat d’électricité</u>	75
<u>Cogénération à la biomasse</u>	81
<u>Micro-production</u>	82
<u>CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS</u>	90

INTRODUCTION

En date du 1er décembre 2010, le Distributeur a déposé à la Régie de l'énergie une Demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2011-2010, portant le numéro de dossier R-3748-2010. Le 8 décembre 2010, le GRAME a déposé, conformément aux directives de la Régie dans sa décision D-2010-146, une demande d'intervention (C-GRAME-002) dans le cadre de cette demande du Distributeur. Suite aux commentaires du Distributeur portant sur les demandes d'intervention datés du 22 décembre 2010, le GRAME a déposé ses commentaires en date du 6 janvier 2011 (C-GRAME-0004).

Dans sa décision D-2011-011, la Régie a accordé le statut d'intervenant au GRAME, délimitant également certains enjeux de la présente demande.

Le 15 février 2011, le GRAME a déposé une demande de renseignements à laquelle le Distributeur a répondu en date du 15 mars 2011. Le présent rapport comprend l'analyse, les conclusions et recommandations du GRAME en lien avec la preuve déposée par le Distributeur portant sur le réseau intégré et le Plan d'approvisionnement 2011-2020 à son égard, incluant les réponses du Distributeur aux DDR de la Régie, du GRAME et des intervenants au présent dossier et qui ont été déposées à ce jour.

Le présent rapport porte sur le Plan d'approvisionnement du réseau intégré du Distributeur, en lien avec l'intérêt du GRAME pour le développement durable des ressources du Québec et la protection des acquis en matière de ressources renouvelables. Il est divisé en quatre sections principales portant sur 4 enjeux, soit l'intégration des concepts de développement durable au plan d'approvisionnement 2011-2010 en réseau intégré et en réseaux autonomes (section 1), la prévision de la demande (section 2), les approvisionnements (section 3), et enfin les approvisionnements additionnels et la stratégie (section 4).

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2011-2020 RÉSEAU INTÉGRÉ

ENJEU 1. LE DE DÉVELOPPEMENT DURABLE ET LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2011-2020.

Impératif du développement durable et le plan d'approvisionnement 2011-2020

Tel que mentionné dans notre demande d'intervention, ce chapitre permettra à la Régie de cibler l'intérêt du GRAME et de répondre à la question suivante, soit à savoir si « *le plan d'approvisionnement répond aux impératifs du développement durable, de l'intérêt public et au critère d'équité au plan individuel comme au plan collectif.* » élément d'intérêt mentionné dans la décision D-2002-17.

Le dépôt du plan d'approvisionnement 2011-2020 d'Hydro-Québec Distribution suscite de nombreuses attentes dans la société québécoise puisque son application aura des répercussions dans différentes sphères, que ce soit directement ou indirectement.

Le plan d'approvisionnement doit répondre aux trois impératifs du développement durable soit : la durabilité écologique, le développement économique et l'équité sociale entre les populations et entre les générations.

Tel que précisé dans la décision D-2002-17 en rapport à la phase 1 de la demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2002-2011 d'Hydro-Québec, la Régie de l'énergie procède à son évaluation en tenant compte de ces aspects :

« La Régie étudie le plan d'approvisionnement du distributeur en tenant compte de la responsabilité que lui confère l'article 5 de sa Loi en matière de développement durable et d'équité. Elle tient aussi compte du fait que le gouvernement peut lui indiquer des préoccupations économiques, sociales et environnementales selon l'article 72. Le développement durable est, à cet égard, en toile de fond de la présente décision. » [...]

« La Régie examinera plus à fond, dans la seconde phase de l'examen, comment le plan d'approvisionnement du Distributeur intègre le concept de développement durable dans ses divers aspects. À cet effet, elle attend du distributeur qu'il lui démontre que son plan d'approvisionnement répond aux impératifs du développement durable, de l'intérêt public et au critère d'équité au plan individuel comme au plan collectif. »

Référence : D-2002-17, R-3470-2001, 2002-01-21, p. 27.

La planification des approvisionnements est une opportunité pour réduire la dépendance aux énergies fossiles et miser sur les nouvelles technologies énergétiques, tel que stipulé dans la *Stratégie énergétique du Québec* et le *Plan d'action 2006-2012 contre les changements climatiques*.

Le plan d'approvisionnement devrait encourager le développement d'énergies renouvelables et ses technologies et le contexte énergétique québécois s'y prête bien. Ainsi, les récentes orientations du gouvernement en matière de transport pour l'électrification du parc automobile

québécois au cours des 10 prochaines années devraient se refléter dans le plan d'approvisionnement.

L'utilisation des énergies fossiles doit aussi être réduite dans les autres sphères de consommation. Rappelons la décision de la Régie dans le précédent plan d'approvisionnement du Distributeur (2008-2017) :

« (...) la Régie réitère que le Distributeur doit intensifier ses efforts pour réduire le coût d'exploitation des réseaux autonomes et accélérer la mise en place de solutions de rechange à l'utilisation du mazout pour la production d'électricité et le chauffage des locaux.

La Régie prend note de l'engagement ferme du Distributeur dans un processus de remplacement maximal du mazout pour la production d'électricité en réseaux autonomes.»

Référence : D-2008-133, R-3648-2007, 2008 10 20, p. 49

Ce changement devrait donc se refléter dans le présent plan d'approvisionnement.

Par ailleurs, l'augmentation du prix de l'électricité patrimoniale, telle que prévue dans la Loi 100, aura un impact graduel sur les différents secteurs de consommation et devrait entraîner une réduction de la consommation de l'énergie.

Le Distributeur a tenu compte de l'impact du prix de l'électricité patrimoniale dans l'évaluation des besoins en énergie (tableau R-1.3). Il sera donc opportun de saisir cette opportunité pour poursuivre la promotion et le déploiement des programmes en efficacité énergétique.

TABLEAU R-1.3
ESTIMATION DE L'IMPACT DE LA HAUSSE DU TARIF PATRIMONIAL
VENTES PAR SECTEURS DE CONSOMMATION (EN GWh)

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Résidentiel et agricole	0	0	0	(114)	(229)	(345)	(462)	(579)	(696)	(813)
Commercial et institutionnel	0	0	0	(122)	(328)	(551)	(797)	(1 071)	(1 233)	(1 366)
Industriel PME	0	0	0	(4)	(8)	(13)	(18)	(23)	(24)	(25)
Industriel grandes entreprises	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autres	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ventes d'électricité au Québec	0	0	0	(240)	(665)	(909)	(1 277)	(1 674)	(1 853)	(2 004)

Référence : R-3748-2010, HQD-4, doc.5 p. 4. Réponses à la demande de renseignement no 1 du GRAME

Tout comme pour les dossiers précédents, le GRAME réitère qu'une bonne prévision de la demande est un élément fondamental pour permettre la flexibilité requise pour opter pour des choix d'approvisionnement optimaux et ce, dans une perspective d'équité intergénérationnelle. Ainsi, les approvisionnements provenant de sources renouvelables ont plus de chances de prédominer si leur intégration est planifiée et favorisée.

Moyens pour atteindre les objectifs de la Stratégie énergétique du Québec

On ne peut passer sous silence les actions prises par le gouvernement pour atteindre les objectifs de la Stratégie énergétique du Québec 2006-2015, moyens ayant un impact direct sur les sources d’approvisionnement du plan d’approvisionnement. Le bref aperçu ci-dessous démontre les démarches prises par le gouvernement du Québec. Il est d’ores et déjà prévisible que certains autres moyens viendront s’ajouter et que le plan d’approvisionnement devrait en tenir compte et, à tout le moins, en préparer la venue. Le GRAME tentera de cibler celles qui, en continuité avec les objectifs de la Stratégie énergétique, devraient voir le jour.

L’ensemble des objectifs de la Stratégie énergétique et les moyens retenus pour les rencontrer sont, notamment :

1. Relancer et accélérer le développement de notre patrimoine hydroélectrique et utiliser l’énergie comme levier de développement économique

Comme moyen, la *Stratégie* propose l’élaboration d’un *Portefeuille de projets*.

À ce jour, outre certains projets, un portefeuille de projets n’a pas été clairement identifié par le gouvernement.

2. Diversifier les approvisionnements :

1) Le couplage éolien–diesel :

À cet égard, le Distributeur n’a pas attendu l’émission d’un décret gouvernemental pour agir pour réaliser des projets pilotes de couplage éolien–diesel dans les réseaux autonomes et ce afin de réduire le recours au diesel, coûteux et polluant, pour la production d’électricité.

Si on consulte les scénarios envisagés au tableau 9, document HQD-2, doc.1, le Plan d’approvisionnement du Distributeur est enligné avec le couplage éolien-diesel proposé dans la *Stratégie* comme moyen de diversification des approvisionnements. Ce moyen permettra également la réduction des GES, autre objectif de la *Stratégie* énergétique.

2) Les petites centrales hydroélectriques :

Afin de favoriser l’ajout de petites centrales, la *Stratégie* propose la mise en place d’un programme d’achat visant un bloc de 150 MW issu de projets communautaires, pour des centrales égales ou inférieures à 50 MW.

Pour atteindre cet objectif, le gouvernement émettait le décret 336-2009 et le *Règlement sur la capacité maximale de production visée dans un programme d’achat d’électricité pour des petites centrales hydroélectriques*.

À ce jour, comme le démontre le Plan d’approvisionnement, 23MW de puissance ont

été contractés et 127 MW sont en cours d'acquisition pour un total de 150 MW selon les données pour le programme PAE 2009-01.

TABLEAU 3.1-1
SOMMAIRE DES APPROVISIONNEMENTS SOUS CONTRAT

	Nombre de contrats signés	Puissance contractuelle totale (MW)	Puissance à la pointe ⁽¹⁾ (MW)	Énergie annuelle (TWh)							
				2011	2012	2013	2014	2015	2016	...	2020
A/O 2002-01 - Toutes sources d'énergie	3	1 107 + 40 en pointe	1 147	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
A/O 2003-01 - Biomasse I	1	16 à 19 MW, selon le mois	16	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
A/O 2003-02 - Eolien I	7	940	252	1,4	2,3	2,6	2,6	2,6	2,7	2,7	
A/O 2004-02 - Cogénération	1	8	8	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	
A/O 2005-03 - Eolien II	15	2 005	602	0,1	1,4	3,3	4,7	5,5	6,3	6,3	
A/O 2009-01 - Biomasse II	6	52	52	0,0	0,0	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	
PAE 2009-01 - Petite hydraulique	3	23	23	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	
TOTAL	36	+ de 4000	2 100	11,4	13,7	16,2	17,7	18,4	19,3	19,3	

(1) Puissance inscrite au bilan en puissance. L'énergie éolienne inclut la contribution de l'entente d'intégration, soit 35%, jusqu'en décembre 2011. À compter de 2012, la contribution en puissance est de 30%.

Référence : R-3748-2010, HQD-1, Doc. 1, P. 23, tableau 3.1-1

TABLEAU 3.2-1
SOMMAIRE DES APPROVISIONNEMENTS EN COURS D'ACQUISITION
(EN MW ET EN TWh)

	Puissance totale (MW)	Puissance à la pointe ⁽¹⁾ (MW)	Livraisons prévues d'énergie (TWh)							
			2011	2012	2013	2014	2015	2016	...	2020
PAE 2009-01 - Petite hydraulique	127	127	0,0	0,0	0,2	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6
A/O 2009-02 - Eolien III ⁽²⁾	500	150	-	-	0,0	0,4	1,0	1,6	1,6	1,6
TOTAL	277	0,0	0,0	0,0	0,3	0,9	1,6	2,2	2,2	2,2

(1) Puissance inscrite au bilan en puissance

(2) La contribution en puissance est de 30% alors que la contribution en énergie est de 35%.

Référence : R-3748-2010, HQD-1, Doc. 1, p. 26, tableau 3.2-1

3) Développer le potentiel d'énergie éolienne à l'horizon 2015 :

L'objectif de la Stratégie est de 10 % de la demande de pointe, tenant compte de l'augmentation de la puissance installée, soit de 4500 MW à l'horizon 2015. Cet objectif précise que sera réservé un bloc de 500 MW (deux blocs de 250 MW), aux régions (MRC) et aux nations autochtones.

La priorité énoncée dans la Stratégie en matière d'éolien est de réaliser deux appels d'offres lancés en 2003 et 2005 par Hydro-Québec, de même qu'un bloc de 500 MW aux régions (MRC) et aux nations autochtones, totalisant 3 500 MW. L'ajout d'autres blocs d'énergie éolienne se ferait suite à l'ajout de ressources hydroélectriques (4 500 MW de projets).

Ainsi, c'est 100 MW d'énergie éolienne supplémentaire qui serait ajoutée pour chaque 1 000 MW d'hydroélectricité. À ce jour, les projets Eastman 1-A/dérivation Rupert/la Sarcelle (Puissance additionnelle de 918 MW) et la Romaine (1550 MW) totalisent près de 2500 MW additionnels.

À quand l'ajout d'un autre 250 MW ?

Pour atteindre cet objectif, le gouvernement émettait les décrets suivants :

- i. Décret D-352-2003 et le *Règlement sur l'énergie éolienne et sur l'énergie produite avec de la biomasse*. : prévoit notamment un bloc d'énergie éolienne produit au Québec à partir d'une capacité installée totale de 1000 mégawatts ;
- ii. Décret 926-2005 et le *Règlement sur le second bloc d'énergie éolienne* : un second bloc d'énergie éolienne lié à des investissements manufacturiers structurants doit être produit au Québec à partir d'une capacité visée de 2 000 mégawatts ;
- iii. Décret 521-2009 et le *Règlement modifiant le Règlement sur un bloc de 250 MW d'énergie éolienne issu de projets communautaires*. Particularité : la hausse du prix maximal à 12,5 ¢/kWh en dollars de 2009 indexé annuellement ;
- iv. Décret 520-2009 et le *Règlement modifiant le Règlement sur un bloc de 250 MW d'énergie éolienne issu de projets autochtones*. Particularité : la hausse du prix maximal à 12,5 ¢/kWh en dollars de 2009 indexé annuellement ;

3. **Accroître les exportations :**

Le gouvernement entend faire en sorte que, une fois ses besoins comblés, le Québec puisse accroître ses exportations d'électricité.

Mandat à Hydro-Québec : (1) **accroître ses exportations d'électricité** avec des partenaires, (2) conclure des ententes d'exportation, (3) renforcer les interconnexions avec notamment l'Ontario.

Le plan d'approvisionnement (HQD-1, Document 1, Sections 4.1 à 4.4 et pièce HQD-1, Document 2, Annexe 4C) propose d'accroître le potentiel d'approvisionnement en puissance à partir des réseaux voisins, tels l'État de New York et la Nouvelle- Angleterre, et l'optimisation de la nouvelle interconnexion de 1 250 MW reliant le poste Outaouais à l'Ontario, pour lequel le Distributeur mentionne que *le succès d'une telle initiative pourrait permettre d'ouvrir un éventuel appel d'offres aux fournisseurs localisés sur les marchés de l'Ontario.*

Outre le fait que le potentiel d'approvisionnement de cette interconnexion permet d'optimiser les coûts, cette dernière est particulièrement utile pour accroître l'exportation d'électricité, répondant ainsi à un des objectifs de la Stratégie énergétique.

4. **Atteindre des cibles de réduction d'émissions de GES :**

La Stratégie propose *Le plan d'action 2006-2012 sur les changements climatiques* (PACC) et le Fonds vert, dont les sommes sont prélevées par la Régie, pour soutenir ses actions, de même que la production d'électricité à partir de cogénération à la biomasse.

Comme mentionné précédemment, le couplage éolien-diesel est probablement l'élément de la Stratégie qui réduira le plus les émissions de GES générés par la production d'électricité au Québec, comparativement à la cogénération à la biomasse.

Pour atteindre cet objectif, le législateur émettait le décret suivant :

Décret 9-2009 ou *Règlement modifiant le règlement sur l'énergie produite par la cogénération à la biomasse.*

Concernant le plan d'approvisionnement, on constate que le Distributeur a lancé **deux appels d'offres de long terme**, visant l'acquisition de 125 MW d'électricité produite par de la **cogénération à la biomasse** (A/O 2009-01) et que parmi son portefeuille d'approvisionnement figure 8 MW de puissance à la pointe pour la Cogénération (A/O 2004-02) et de 16 à 19 MW pour la Biomasse I (A/O 2003-01).

Les deux nouveaux appels d'offres visant 125 MW permettront de multiplier par six (6) la quantité totale de fourniture du plan d'approvisionnement pour la cogénération à la biomasse, si on inclut les contrats précédents. D'où le constat que les objectifs de la Stratégie énergétique du Québec ont un impact significatif sur la diversification de la fourniture d'électricité inscrite dans le plan d'approvisionnement du Distributeur. **Le lien est clair et direct.**

5. Atteindre des cibles d'efficacité énergétique :

La Stratégie propose, via les Plans globaux en efficacité énergétique des Distributeurs visés, l'atteinte de cibles en efficacité énergétique à l'horizon de la Stratégie énergétique, dont la cible de 11 TWh pour le Distributeur.

Pour atteindre cet objectif, le gouvernement mettait en place des outils législatifs, octroyait de nouveaux pouvoirs à l'Agence de l'efficacité énergétique, et créait la *Quote-part annuelle payable à l'Agence de l'efficacité énergétique* :

La *Loi sur la Régie de l'énergie* et son article 31 dotait la Régie d'une compétence exclusive pour :

Extrait

4.2° établir le montant annuel que chaque distributeur d'énergie doit allouer à des programmes et à des interventions concernant l'efficacité énergétique et les nouvelles technologies énergétiques, incluant ceux qui concernent plus d'une forme d'énergie que l'Agence de l'efficacité énergétique administre.

Le GRAME est d'avis que l'évolution du plan d'approvisionnement suit de près l'ensemble des objectifs de la Stratégie énergétique. Le GRAME a cependant ciblé des éléments clés qui devront être suivis au cours de l'évolution du plan dans les dix prochaines années, comme (1) l'atteinte des scénarios de JED en réseaux autonomes, (2) l'atteinte et le maintien du bloc de 150 MW issu de projets communautaires pour les petites centrales hydroélectriques, (3) l'ajout de blocs d'énergie éolienne, suite à l'ajout de ressources hydroélectriques, (4) l'atteinte et le maintien de 150 MW d'énergie électrique de cogénération à la biomasse, (5) l'atteinte et le maintien de cibles en efficacité énergétique au-delà de 2015.

Enfin, comme l'horizon 2015 se rapproche, le plan d'approvisionnement fera face à de nouveaux défis, énoncés par la société québécoise et entérinés par le législateur.

Quels seront-ils ?

Voir venir et planifier demeure l'enjeu d'un plan d'approvisionnement s'échelonnant de 2011 à 2020, soit la Demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2011-2020 du Distributeur.

Le GRAME fera des recommandations dans d'autres sections du présent rapport basées sur cette analyse des enjeux du plan d'approvisionnement dans la perspective émise par la Régie, à laquelle nous adhérons, soit que : « *le plan d'approvisionnement répond aux impératifs du développement durable, de l'intérêt public et au critère d'équité au plan individuel comme au plan collectif.* »

Pour conclure, les grands enjeux à prévoir, (1) compléter le jumelage éolien-diesel en priorité, (2) réserver une place à la diversification des sources d'approvisionnement renouvelables, qui servent de levier économique aux régions et aux communautés locales et autochtones, (3) et développer de nouvelles technologies (efficience, réduction de la demande, efficacité énergétique, nouvelles ressources propres, nouveaux moyens de transport (électrification) etc.) afin de notamment de réduire la demande et avoir suffisamment de ressources renouvelables et propres pour rencontrer de nouveaux enjeux de société, comme la réduction de la dépendance au pétrole.

ENJEU 2 PRÉVISION DE LA DEMANDE

Tel que précisé dans sa demande d'intervention, le GRAME souhaite s'assurer que la prévision de la demande tienne compte, avec justesse, de tous les éléments qui expliquent la baisse des besoins en approvisionnement (énergie), tels que notamment le rehaussement de l'objectif des économies d'énergie à l'horizon post 2015 et l'impact anticipé de l'augmentation du prix de l'électricité patrimoniale conformément à la *Loi 100*. Il abordera également d'autres éléments pouvant avoir un impact, soit l'impact du prix de l'énergie sur les économies d'énergie, l'impact de l'augmentation du prix de l'électricité patrimoniale, l'impact des économies du projet CATVAR, l'impact de la progression de la cible en efficacité énergétique et l'impact potentiel d'une offre de tarification dynamique sur la prévision de la demande.

2.1 Impact de l'augmentation du prix de l'électricité patrimoniale

À cet égard, le Distributeur prévoit une diminution cumulative des besoins à l'horizon 2017 de 43 TWh.

Par ailleurs, les besoins en énergie ont connu une forte diminution. Sur l'horizon 2011-2017, la diminution cumulative des besoins prévus se chiffre à 43 TWh (Voir le tableau 2C-8 de l'annexe 2C de la pièce HQD-1, document 2.)1. Les principaux éléments qui expliquent cette baisse sont la diminution de l'activité industrielle, notamment dans le secteur des pâtes et papiers, le rehaussement de l'objectif des économies d'énergie à l'horizon post 2015 et l'impact anticipé de l'augmentation du prix de l'électricité patrimoniale conformément à la Loi 100.

Référence : R-3748-2010, HQD-1, Document 1, page 7

Le Distributeur nous confirme avoir tenu compte de *l'impact anticipé de l'augmentation du prix de l'électricité patrimoniale*, dans l'évaluation des besoins en énergie. De plus, concernant l'impact de l'augmentation du prix de l'électricité patrimoniale sur la réduction de la consommation, le Distributeur nous réfère aux scénarios de « *...réduction de la consommation sont présentées au tableau 2A-14 de l'annexe 2A de la pièce B-5-HQD-1, document 2, page 72.* »

L'élasticité prix de la demande d'un produit quantifie l'impact d'un changement de son prix sur sa quantité demandée. Elle se définit comme étant le changement en pourcentage de la quantité demandée d'un bien, ici l'électricité, pour une variation de 1 % de son prix.

Référence : R-3748-2010, B-5-HQD-1, document 2, page 71

On constate que l'élasticité du prix de la demande est inférieure pour le secteur résidentiel et agricole au secteur commercial et institutionnel, par conséquent nous nous attendons à ce que la clientèle résidentielle et commerciale réagisse moins que celle des secteurs commercial et institutionnel à une hausse de l'électricité patrimoniale. Selon le tableau 2A-14, annexe 2A, B-5-HQD-1, document 2, page 72, pour une augmentation de 1 % du prix, il y aurait une réduction de 0,05 %.

TABLEAU 2A-14
ÉLASTICITÉS ET SENSIBILITÉS PAR SECTEURS DE CONSOMMATION

	Court terme	Long terme
Élasticité prix de la demande		
Résidentiel et agricole ϵ_R	-0,05	s.o.
Commercial et institutionnel ϵ_L	-0,16	-0,27
Industriel PME ϵ_R	-0,02	-0,02
Industriel grandes entreprises	s.o.	s.o.
Élasticité revenu de la demande		
Résidentiel et agricole	0,30	s.o.
Commercial et institutionnel	0,25	0,40
Industriel PME	0,57	0,66
Industriel grandes entreprises	0,41	0,13
Élasticité prix croisée (prix du gaz et du mazout)		
Résidentiel et agricole	s.o.	s.o.
Commercial et institutionnel	0,03	0,12
Industriel PME	s.o.	s.o.
Industriel grandes entreprises	s.o.	s.o.
Sensibilité aux variables démographiques		
Résidentiel et agricole Δ 10 000 ménages	200 GWh	s.o.

Légende relativement aux étalons prix: ϵ_L : variable prix de l'électricité; ϵ_R : variable de prix relatifs.

Référence : Tableau 2A-14, annexe 2A, B-5-HQD-1, document 2, page 72

Par contre, il est impossible de parvenir à un unique scénario de baisse de la demande pour une augmentation de l'électricité patrimoniale, parce que la Stratégie tarifaire du Distributeur peut influencer, à terme, la baisse de la consommation. Plusieurs scénarios peuvent être envisagés par la stratégie tarifaire du Distributeur, soit :

- (1) augmentation de la première tranche et de la deuxième tranche de manière équivalente : considérant la première tranche (besoins de base) moins élastique que la deuxième tranche, l'impact sur la demande pourrait être différent du scénario suivant :
- (2) gel de la première tranche et augmentation de la deuxième tranche au-delà d'un (1) cent le kWh : considérant la deuxième tranche plus élastique, l'impact sur la demande pourrait être différent du premier scénario ;
- (3) augmentation de la redevance, avec toute autre combinaison d'augmentations de la première et de la deuxième tranche du tarif domestique.

Pour pouvoir conclure, il faudrait connaître la proportion de la consommation de la première tranche, comparativement à la deuxième tranche, pour l'ensemble de la clientèle résidentielle, de même qu'évaluer l'élasticité à la hausse des tarifs de la première tranche et de la deuxième tranche.

Le GRAME demande au Distributeur de procéder à cette analyse afin de valider l'impact de la hausse de l'électricité patrimoniale sur la prévision de la demande du plan d'approvisionnement, pour le secteur résidentiel.

TABLEAU R-1.3
ESTIMATION DE L'IMPACT DE LA HAUSSE DU TARIF PATRIMONIAL
VENTES PAR SECTEURS DE CONSOMMATION (EN GWH)

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Résidentiel et agricole	0	0	0	(114)	(229)	(345)	(462)	(579)	(598)	(613)
Commercial et institutionnel	0	0	0	(122)	(328)	(551)	(797)	(1 071)	(1 233)	(1 368)
Industriel PME	0	0	0	(4)	(8)	(13)	(18)	(23)	(24)	(25)
Industriel grandes entreprises	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autres	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ventes d'électricité au Québec	0	0	0	(240)	(565)	(909)	(1 277)	(1 674)	(1 853)	(2 004)

Référence : R-3748-2010, HQD-4, Document 5, Réponse à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 1.3, page 4

Comme l'impact anticipé de l'augmentation du prix de l'électricité patrimoniale sur la prévision des ventes d'électricité du Québec pour l'horizon 2011-2020 est important, comme le démontre le tableau R-1.3 fourni en réponse à une demande du GRAME, nous recommandons à la Régie de valider l'impact de la hausse de l'électricité patrimoniale sur la prévision de la demande du plan d'approvisionnement, pour le secteur résidentiel en fonction de scénarios de hausses différenciées de la première et de la deuxième tranche ou/et de la redevance d'abonnement.

2.2 VARIATIONS DANS LES BESOINS EN PUISSANCE ET DISPONIBILITÉ DE LA RESSOURCE

Tel que mentionné dans sa demande d'intervention, le GRAME souhaite ainsi s'assurer que soit tenu compte dans la prévision de la demande l'ensemble des éléments qui expliquent les variations (hausse et baisse) dans les prévisions des besoins en puissance et la disponibilité de la ressource, notamment des besoins additionnels à combler en pointe pour le secteur résidentiel et agricole.

Impact du prix des énergies sur les économies d'énergie

Concernant l'influence du prix de l'énergie sur la prévision de la demande, le Distributeur nous fournit un complément d'information sur le prix des combustibles, avec lequel il identifie un lien entre l'augmentation de la demande en gaz naturel dans le secteur industriel, l'exploitation des sables bitumineux et le prix du gaz naturel. En effet, l'exploitation des sables bitumineux « *...requiert des quantités importantes de gaz naturel* », ce qui crée une demande additionnelle et fait pression sur le prix de ce secteur.

De plus, toujours sur la question du prix des combustibles, le Distributeur nous fournit également un supplément d'information concernant les législations environnementales plus contraignantes qui favoriseront l'utilisation du gaz naturel.

Le GRAME n'est cependant pas du même avis que le Distributeur, à l'effet qu'en 2011 l'usage de *certaines combustibles fossiles (notamment le charbon)* est à la baisse, considérant que ce combustible est l'une des ressources énergétiques importantes aux États-Unis nécessaire pour préserver une certaine forme d'indépendance énergétique et qu'un nombre important d'emplois dépendent de la poursuite de l'ensemble des activités d'extraction, transport et production d'énergie. Pour ce qui est du charbon propre, les coûts additionnels et l'eau nécessaire pour épurer ce charbon en fait une ressource non compétitive, ce qui résulte en la continuité des anciennes pratiques de l'industrie. Par contre, il est vrai que le gaz naturel pénètre davantage le marché américain, surtout près des côtes, ayant accès au GNL comme approvisionnement.

Le phénomène de l'augmentation de la part du gaz naturel serait plutôt dû à la croissance de la demande, au lieu de la réduction de la présence de production électrique de combustibles fossiles (notamment le charbon).█

Plusieurs législations déjà existantes aux États-Unis au niveau fédéral (dont Clean Air Act) et au niveau de différents États visent à limiter l'émission de certains polluants atmosphériques, dont le NOx (pour plus de détails se référer au site du département américain de l'énergie <http://www.eia.doe.gov/>). Cela a pour effet de réduire l'usage de certains combustibles fossiles (notamment le charbon) pour la production électrique et de permettre au gaz naturel de pénétrer davantage le marché de l'électricité. Par ailleurs, la production d'électricité propre à partir du charbon se fait à des coûts plus élevés que ceux des centrales classiques, ce qui en réduit la compétitivité par rapport à l'utilisation du gaz naturel.

Référence : HQD-4, Document 5, Réponse à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 2.2, page 5

Économies du projet CATVAR et prévision de la demande

Concernant l'**impact des économies d'énergie sur les ventes et les besoins en puissance**, le Distributeur nous confirme avoir considéré le potentiel d'économies du projet CATVAR, dont l'estimé des résultats en efficacité énergétique est de l'ordre de 2 TWh et que ces économies sont intégrées au 11 TWh à l'horizon 2015.

Cette progression, comme le confirme le Distributeur, tient compte du fait qu'au-delà des 2 TWh du projet CATVAR, il n'y aura pas de progression additionnelle pour ce projet, au même titre que les autres résultats des programmes du PGEÉ.

Également, le Distributeur nous confirme avoir pris en compte les impacts du projet CATVAR sur la tendance des prévisions de **puissance à la pointe d'hiver** à l'horizon 2015 et 2020 dans les données figurant au tableau 2.1-2, HQD-1, Document 1.

Concernant l'impact du projet CATVAR sur les pertes en énergie et en puissance sur le réseau, le Distributeur nous réfère à la réponse fournie à l'ACEF de Québec à la pièce B-21- HQD-2, doc. 2, qui précise que « *Les simulations de réseau pour tous les postes visés par CATVAR démontrent une réduction très marginale des pertes du réseau de distribution de l'ordre de 16 GWh.* ».

Le GRAME recommande d'agir avec prudence et de réviser l'impact des économies d'énergie à **la fois sur les ventes et sur les besoins en puissance et puissance à la pointe d'hiver** du projet CATVAR.

Le GRAME recommande de revoir à la baisse l'estimation des résultats de 2 TWh afin de tenir compte de l'impact de la présence d'un biais dans le calcul des économies d'énergie projetées. Ce biais serait de l'ordre de 15 à 25 % des économies envisagées, soit entre 0,300

TW et 0,500 TW.

Le GRAME vous réfère aux conclusions de sa preuve déposée au dossier R-3746-2010, ci-dessous.

Extrait : Conclusions du GRAME dossier CATVAR, R-3746-2010, Mémoire, page 29 et 30

L'analyse du GRAME démontre que deux éléments peuvent introduire un biais dans le calcul des économies d'énergie projetées, soit :

1. La modification du marché de l'éclairage (lampes incandescentes vers fluo-compactes et les *systèmes d'éclairage à contrôle électronique*) **durant les tests** et les mesures du projet pilote du poste Pierre-Boucher.
 - En effet, selon l'information émanant de l'engagement 6, le calcul du gain en énergie s'appuie sur la relation entre la variation de l'énergie consommée et la variation de la marge de tension. **Donc, lors du calcul du CVR pour le poste Pierre-Boucher, la variation de la consommation pourrait être le résultat de la combinaison d'une modification dans le type d'éclairage en cours de test et de l'abaissement de tension.**
2. La modification du marché de l'éclairage (lampes incandescentes vers fluo-compactes et les *systèmes d'éclairage à contrôle électronique*) **après les tests** et les mesures du projet pilote du poste Pierre-Boucher :
 - De notre avis, l'implantation de l'éclairage de type électronique, dans un avenir plus ou moins rapproché, aura un impact à la baisse qui sera non négligeable sur les économies générées par ce projet. L'impact calculé pourrait être significatif et représenter entre 15 et 25 % des économies envisagées, soit entre 0,300 TW et 0,500 TW ;
 - Ainsi, dans le cas où la conversion des marchés vers les *systèmes d'éclairage à contrôle électronique* est à venir, les résultats en économies d'énergie ne seront plus au rendez-vous, dans les proportions escomptées par le Distributeur.

Progression de la cible en efficacité énergétique dans la prévision de la demande

Concernant la progression de la cible en efficacité énergétique à 16,3 TWh, à l'horizon 2020, le Distributeur nous fournit plus d'informations sur les hypothèses retenues pour élaborer le tableau 2.1-1, HQD-1, Document 1. Nous retenons que 6 TWh additionnels ont été incorporés

dans la prévision de la demande des économies d'énergie à l'horizon 2020, afin de faire
« ...suite du discours du budget 2010-2011 du gouvernement du Québec. »

Outre l'exploitation du potentiel technico-économique, les opportunités de projets chez les plus grands clients et l'innovation technologique, pour ne nommer que ceux-là, le GRAME retient que le Distributeur prévoit une « ...adoption de changements législatifs / réglementaires et mise en place d'incitatifs fiscaux, lorsqu'appropriés »

Le GRAME trouve ambitieux l'ajout de 6 TWh additionnels d'économies d'énergie à l'horizon 2020, mais adhère à cet objectif. L'adoption d'une cible ambitieuse en économies d'énergie est toujours préférable et agit à titre d'incitatif dans une organisation.

En espérant que les incitatifs fiscaux et les changements législatifs et réglementaires ne se fassent pas trop attendre. Même si ceux-ci impactent parfois à la baisse le calcul des économies d'énergie inscrites au PGEÉ, l'impact sur la prévision de la demande, lui, suit le marché de près.

Tel que mentionné à la page 68 de la pièce B-5-HQD-1, document 2, annexe 2A, le Distributeur a incorporé dans sa prévision de la demande des économies d'énergie correspondant à 17 TWh en 2020, lesquelles se traduisent en 16,3 TWh d'économies d'énergie mensualisées. Il s'agit d'un ajout de 6 TWh estimé à la suite du discours du budget 2010-2011 du gouvernement du Québec.

Pour effectuer cet estimé, le Distributeur a considéré que les objectifs 2015 associés aux programmes en cours seraient atteints et que le portefeuille de programmes serait adapté pour exploiter les potentiels technico-économiques résiduels d'économies d'énergie. Les hypothèses suivantes ont soutenu cette estimation de nouvelles économies d'énergie :

o croissance de l'économie québécoise

o intensification des efforts commerciaux permettant d'exploiter une part plus importante du potentiel associé aux mesures :

- diversification des approches et adaptation des moyens suivant une segmentation plus raffinée des clientèles ;*
- innovation dans les approches commerciales ;*
- intensification des efforts de détection des opportunités de projets chez les plus grands clients.*

o actions structurantes en soutien aux programmes telles que :

- contribution de l'industrie à l'innovation technologique, permettant d'alimenter les potentiels technico-économiques ;*
- adoption de changements législatifs / réglementaires et mise en place d'incitatifs fiscaux, lorsqu'appropriés ;*

- *mobilisation sociétale permettant de maintenir et même accroître un comportement responsable dans l'utilisation de l'électricité.*

Référence : R-3748-2010, HQD-4, Doc. 5, RDDR no 1 du GRAME, Q. 2.5, p. 6 et 7

En ce qui concerne l'impact de la loi 100 et de l'annonce de l'augmentation des tarifs sur la prévision des ventes d'électricité par secteurs de consommation, le Distributeur nous précise l'impact de la loi 100 sur le calcul (1) des économies d'énergie tendancielle présentées, (2) des économies des programmes d'HQ déjà mis en œuvre et (3) des interventions en efficacité énergétique en déploiement au tableau 2.1-1, HQD-1, Document 1.

En résumé, le Distributeur mentionne que la hausse du prix de l'électricité contribuera à l'augmentation des économies tendancielle, mais que cet effet est pris en compte à l'aide de l'élasticité prix créant un impact sur la demande de chaque secteur d'activités économique.

Le GRAME est d'accord avec l'option de calcul du Distributeur et est d'avis qu'il est effectivement préférable d'utiliser l'impact sur la demande, plutôt que de calculer la valeur des économies tendancielle.

Les économies d'énergie tendancielle ont un impact sur l'évolution de la consommation unitaire des appareils électriques et des usages. Une hausse du prix de l'électricité favorise les changements comportementaux et l'acquisition d'appareils qui contribuent à accroître les économies tendancielle. Le Distributeur ne prend toutefois pas en compte de façon explicite l'impact de la hausse du coût de l'électricité patrimoniale sur l'évolution des économies tendancielle parce qu'il évalue l'impact de cette hausse à l'aide d'élasticité prix qui s'appliquent sur l'ensemble des ventes d'électricité de chaque secteur de consommation après économies d'énergie.

En revanche, la loi 100 n'a pas d'impact sur les économies des programmes d'Hydro-Québec déjà mis en œuvre. En effet, l'effritement des économies d'énergie est lié à la durée de vie estimée des équipements mis en place dans le cadre de ces programmes dont la quantité et l'impact sur la consommation sont connus.

En ce qui concerne les interventions en efficacité énergétique en déploiement, le Distributeur a mentionné dans le dossier R-3740-2010 (pièce HQD-8, document 8, page 52) qu'il comptait, dans le cadre de la mise à jour prochaine de son PGEÉ, tenir compte notamment de la modification du prix du bloc patrimonial. Il a également mentionné que les revenus à la marge utilisés dans les analyses économique et financière du PGEÉ incluaient déjà la hausse du coût de l'électricité du bloc patrimonial à compter de 2014 annoncée par le gouvernement lors du budget provincial 2010 (pièce HQD-8 document 8, page 58).

Référence : R-3748-2010, HQD-4, Doc. 5, RDDR no 1 du GRAME, Q. 2.8, p. 8 et 9

Concernant l'impact éventuel de l'augmentation du prix de l'électricité sur les résultats du PGEÉ, le Distributeur compte mettre à jour son PGEÉ pour en tenir compte. Puisque la hausse n'est prévue qu'à compter de 2014, et que le Distributeur mettra à jour son PGEÉ pour en tenir compte, l'impact sur la demande des résultats du PGEÉ pourra être mis à jour subséquemment pour en tenir compte. Le GRAME comprend que la mise à jour du PGEÉ doit être faite avec rigueur et que le Distributeur doit disposer du temps nécessaire pour la réaliser.

Gestion de la demande et impact sur la prévision de la demande

À la section 2.1.5.2 portant sur la prévision des besoins en énergie et en puissance, la preuve du Distributeur indique que les besoins en puissance sont supérieurs à ceux de l'état d'avancement 2009 pour tous les hivers. Le GRAME demandait au Distributeur quels autres modes de gestion de la demande pourraient réduire les besoins en puissance associés à l'hiver ? Le Distributeur nous réfère à la réponse donnée à la question 1.a de l'ACEF de l'Outaouais à la pièce HQD-4, document 2.

En résumé, les options de gestion de la demande qui ont un impact sur la prévision de la demande auxquelles réfère le Distributeur sont les programmes de bi-énergie, les options d'électricité interruptible et de génératrice d'urgence et le programme de chauffe-eau à trois éléments. Pour ce qui est des options que le Distributeur entend explorer, il s'agit de stratégies de contrôle de charges en lien avec les options du projet de lecture à distance (LAD). De plus, toujours selon le Distributeur, ces stratégies s'étaleront sur 15 ans et seront déployées en lien avec les résultats de recherche de l'IREQ.

Plus précisément, le Distributeur nous propose une démarche étalée en trois phases distinctes que nous reprenons textuellement :

1. Les technologies ou les mesures de gestion de la consommation sur de courte durée, que le Distributeur estime applicables à court terme, soit à l'intérieur des 5 prochaines années. Il s'agit par exemple de stratégies de contrôle de l'éclairage, des électroménagers, des chauffe-eau, des systèmes de chauffage à accumulation, des thermostats communicants.

2. *Les technologies ou les mesures permettant un délestage de charge de plus longue durée, qui nécessitent des efforts d'innovation et que le Distributeur estime applicables au plus tôt dans les 5 à 8 prochaines années. Ces technologies peuvent être des systèmes hybrides de chauffage des locaux et de l'eau, des chauffe-eau avec stockage, etc.*

3. *Les technologies et l'optimisation de l'intégration de la production dispersée et des énergies renouvelables, non envisageables avant les 8 ou 10 prochaines années. On entend par production dispersée et énergies renouvelables notamment : les chauffe-eau solaires contrôlables, du photovoltaïque, de la micro-éolienne et de la micro-cogénération.*

Référence : R-3748-2010, Q 1.a de l'ACEF de l'Outaouais, HQD-4, doc. 2

Le GRAME est particulièrement satisfait que soit envisagée à court terme, soit un horizon de 5 ans, les stratégies comme le *contrôle de l'éclairage, des électroménagers, des chauffe-eau, des systèmes de chauffage à accumulation, des thermostats communicants*, lesquelles pourraient être incorporées au projet LAD.

Cette démarche, en partenariat avec l'IREQ, est plus que souhaitable et démontre l'engagement de la société d'État dans l'atteinte de résultats et la réduction de la pointe hivernale.

Le Distributeur nous informe également que des activités de vigie et de prospection, avec des experts, sont en cours afin de détecter les opportunités d'option de gestion de la consommation liées aux compteurs intelligents, ce que le GRAME demandait par ailleurs dès le dossier R-3610-2006, mais sous la forme d'un groupe de travail intégrant le mesurage intelligent associé à la relève automatisée de compteurs.

Le GRAME citait également certaines options de gestion de la demande à titre de valeurs ajoutées liées aux compteurs intelligents.

Extrait : Preuve du GRAME, R-3610-2006, C-8- 6 GRAME, page 6

Capgemini identifie, notamment, certaines valeurs ajoutées comme suit :

Gestion planifiée directe ou indirecte de la demande :

Capgemini cite en exemple une expérience menée sur 16 ans par la Florida Power & Light Company (FPL) qui compte plus de 4 M de clients avec une pointe de 20 GW. Grâce à un investissement (1 milliard) en gestion directe de la demande, FPL a ciblé les réservoirs d'eau chaude, les thermopompes de piscines et les systèmes d'air climatisé et chauffage centrale de ses clients, ce qui a permis une réduction de 4.3 GW de la demande. Cette réduction de la demande a permis d'éviter la construction de centrales dont le coût est estimé à plusieurs milliards de dollars.

Enfin, concernant la section 2.1.5.2 portant sur la prévision des besoins en énergie et en puissance, le Distributeur mentionne que l'augmentation de la prévision des besoins en énergie et en puissance résulte d'une modification de la répartition des ventes prévues entre le secteur Industriel et les secteurs Résidentiel et agricole.

Le Distributeur répond à notre satisfaction à nos préoccupations à l'égard du développement d'options de gestion de la consommation liée aux compteurs intelligents et était par ailleurs très satisfait de la présentation, en date du 31 mars 2011, faite par le Distributeur portant sur les travaux préparatoires du projet de lecture à distance de la demande R-3723-2010 et ce en suivi de la décision D-2010-078.

Le Distributeur nous fournit un complément d'informations et identifie l'impact de la demande de chauffage des locaux et de l'eau sur l'augmentation de l'ordre 270 MW à la pointe d'hiver comme étant le résultat de « ..la révision de la hausse des prévisions des mises en chantier et de la formation de ménages » pour le chauffage des locaux dans le secteur Résidentiel et agricole et la révision à la baisse des besoins pour le chauffage de l'eau de ces secteurs, suite à «.. la mise à jour du profil mensuel de consommation de cet usage ».

L'impact en puissance à la pointe de l'hiver 2013-2014 du chauffage des locaux au secteur Résidentiel et agricole est de 240 MW, et ce, malgré une révision à la baisse des besoins annuels de chauffage au point de départ de la prévision (-225 MW à l'hiver 2006-2007). Ainsi, par rapport au dernier état d'avancement du Plan d'approvisionnement 2008-2017, cet usage présente une augmentation de 465 MW de sa croissance par rapport à l'hiver 2006-2007. Cette hausse découle principalement de la révision à la hausse des prévisions des mises en chantier et de la formation de ménages.

Dans le cas du chauffage de l'eau au secteur Résidentiel et agricole, l'impact en puissance à la pointe de l'hiver 2013-2014 est de -132 MW. Cette réduction résulte de la mise à jour du profil mensuel de consommation de cet usage. Par rapport au dernier état d'avancement du Plan d'approvisionnement 2008-2017, cet usage présente pratiquement la même croissance.

Par ailleurs, la section 1.4 de l'annexe 2C, à la pièce B-5-HQD-1, document 2 donne la comparaison des besoins en puissance à la pointe d'hiver par usages du présent plan avec ceux du dernier état d'avancement du Plan d'approvisionnement 2008-2017.

Référence : HQD-4, Document 5, Réponse à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 2.11, page 10

Le GRAME est satisfait des réponses fournies par le Distributeur.

2.3 Impact d'une offre de tarification dynamique sur la prévision de la demande

Concernant l'impact éventuel d'une offre de tarification dynamique, une évaluation de l'ordre de grandeur à l'horizon 2020 sur la prévision des besoins en énergie et en puissance, particulièrement sur les résultats en hiver, devrait être faite selon des scénarios différenciés, premièrement avec un ordre de grandeur des résultats en économies d'énergie et en déplacement obtenus par le projet heure juste.

Le Distributeur nous fournit son analyse selon un premier scénario d'offre volontaire de tarification dynamique volontaire. Selon le Distributeur, l'impact sur les besoins du Distributeur serait minime, soit de 20 MW.

Les résultats du Projet Tarifaire Heure Juste (PTHJ) indiquent qu'environ 3 % des clients seraient intéressés par une TDT optionnelle, soit environ 100 000 clients. Avec une tarification de type pointe critique, on estime un impact sur les besoins du Distributeur d'environ 20 MW.

Les résultats du PTHJ indiquent qu'une TDT ne produit pas d'économie d'énergie.

Référence : HQD-4, Doc. 5, RDDR no 1 du GRAME, Q. 2.11, p. 10

Il est évident que ce scénario est basé sur une offre pointe hors pointe différenciée de 1,5 cent le kWh, dont l'élasticité prix, tel que proposé au présent dossier, explique ce peu de résultats. Ainsi, selon le tableau 2A-14, annexe 2A, B-5-HQD-1, document 2, page 72, pour une augmentation de 1 % du prix, il y aurait une réduction de 0,05 %.

L'élasticité prix de la demande d'un produit quantifie l'impact d'un changement de son prix sur sa quantité demandée. Elle se définit comme étant le changement en pourcentage de la quantité demandée d'un bien, ici l'électricité, pour une variation de 1 % de son prix.

Référence : R-3748-2010, B-5-HQD-1, document 2, page 71

Le GRAME avait commenté la problématique soulevée par les résultats obtenus à cause du calibrage entre la période pointe et la période hors pointe du projet Heure Juste au dossier R-3740-2010, dont voici un extrait.

Extrait :

Concernant les résultats du projet Heure juste, la structure même des tarifs qui ont été analysés ne permet pas de mesurer l'élasticité du prix de la demande en énergie dans un contexte de chauffe des locaux à l'électricité au Québec. Cet objectif aurait pu être atteint en comparant un tarif ayant un écart plus important entre *les prix en pointe et hors pointe* et un tarif ayant un écart moins important. De plus, les résultats du projet pilote, quoi qu'ils s'avèrent positifs en de nombreux points, notamment par des résultats significatifs en termes de réduction de la consommation de 6% en pointe pour le tarif Résé +, ne permettent pas de conclure sur l'impact de la température sur les changements

comportementaux lorsqu'un tarif différencié est utilisé.

MÉMOIRE DU GRAME, D-3740-2010, page 4

Comme mentionné précédemment, le GRAME est d'avis que si la différence entre la pointe et hors pointe avait été plus substantielle, comme par exemple de 2, ou 3 cents, avec le même calibrage neutre, les résultats obtenus auraient pu démontrer plus d'économies d'énergie et probablement plus d'effacement à la pointe. Conséquemment, la facture de la clientèle aurait été inférieure.

La simulation d'une différence plus importante de l'ordre de 2, 3 cents ou même 5 cents pourrait engendrer une réaction d'élasticité au prix de l'offre, entre la pointe et hors pointe pour le tarif Réso. Pour réaliser une telle simulation, il faudrait utiliser une courbe estimative de ces réactions en fonction de la modification des tarifs. Pour ce faire, les données nécessaires résulteraient de l'étude de deux groupes, dont les tarifs sont calibrés avec une certaine marge différentielle.

Dans l'étude en cours, le tarif Réso + offre des avantages supérieurs à la clientèle en possibilités d'économies et d'effacement. Fait intéressant, les résultats de ce tarif en termes d'économies d'énergie, qui sont reconnus comme étant significatifs statistiquement, sont encourageants. Il est dommage que le Distributeur ait maintenu sa position d'expérimenter un tarif Réso avec une aussi faible différenciation entre le prix en pointe et celui hors pointe d'aussi peu que $1,5 \text{ ¢/kWh}$, malgré la décision de la Régie. En effet, les seuls résultats intéressants résultent du tarif Réso +, par lequel le Distributeur a osé un peu plus de différenciation dans le tarif proposé.

MÉMOIRE DU GRAME, D-3740-2010, pages 44 et 45

Même s'il n'est pas prévu, à ce jour, que l'offre de tarification dynamique soit obligatoire, de l'avis du GRAME, s'il advenait, dans un avenir plus ou moins rapproché, qu'elle devienne obligatoire, comme dans le cas de l'Ontario, donc que l'ensemble de la clientèle migre vers une offre de tarification dynamique, l'impact ne serait pas significativement plus élevé si on conservait le même type de tarif que lors du projet Heure juste.

Ceci a été expliqué dans la proposition relative à une tarification horosaisonnaire présentée dans le cadre du dossier tarifaire R-3644-2007 (pièce HQD-12, document 5, section 2.4). Le Distributeur rappelle qu'ailleurs les tarifs dynamiques sont généralement offerts à la clientèle résidentielle sur une base optionnelle. En outre, lors des premières rencontres techniques sur les structures tarifaires réalisées en 2002 dans le cadre du dossier R-3492-2002, les intervenants ont exprimé d'emblée le souhait que les clients résidentiels puissent toujours bénéficier du choix d'adhérer ou non à une option tarifaire.

Référence : HQD-4, Document 5, Réponse à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 2.11, page 11

Le Distributeur nous rappelle qu'une option tarifaire dynamique obligatoire n'est pas très populaire auprès de la clientèle résidentielle, mais les choses peuvent changer et évoluer plus rapidement que prévu. On n'a qu'à se référer au projet de lecture à distance qui se voulait très

limité comme portée et qui offrira maintenant de grandes possibilités d'instauration d'une tarification dynamique.

Tout comme pour les mesures en efficacité, la tendance observée de notre société est évolutive et non statique et a permis une migration significative des idées et comportements, même si beaucoup reste à faire. De plus, par la Stratégie énergétique, le gouvernement énonce sa volonté, qui ne précise pas que l'option devra être volontaire, **mais plutôt progressive** : **« Toujours sur le plan des tarifs d'électricité, le gouvernement souhaite qu'Hydro-Québec implante progressivement au Québec une tarification selon la saison et l'heure d'usage. ».**

Extrait

La tarification actuelle de l'électricité : une limite à l'efficacité énergétique

L'amélioration de l'efficacité avec laquelle nous utilisons l'électricité soulève toute la question des tarifs d'électricité.

*En même temps, il faut convenir que **la structure tarifaire particulière du marché de l'électricité limite de façon indéniable la portée des efforts des consommateurs en matière d'efficacité énergétique.***

*Idéalement, **un meilleur signal de prix améliore l'utilisation des ressources** en faisant en sorte qu'un kilowattheure épargné ait pour le consommateur la même valeur que pour le distributeur. (...)*

*• **Au Québec, ce n'est pas le cas.** On observe depuis peu un écart grandissant entre le prix historique moyen de l'approvisionnement électrique et le coût marginal, c'est-à-dire le coût de chaque nouveau bloc d'approvisionnements. (...)*

Améliorer les signaux de prix

*(...) **Toujours sur le plan des tarifs d'électricité, le gouvernement souhaite qu'Hydro-Québec implante progressivement au Québec une tarification selon la saison et l'heure d'usage.** Le gouvernement demande à Hydro-Québec de présenter une demande à la Régie de l'énergie en ce sens en 2007. Ces propositions ne devront pas avoir pour impact d'augmenter la facture globale de l'ensemble des consommateurs. (...)*

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.

La Stratégie énergétique du Québec 2006-2015, pages 55 à 57

Concernant l'implantation d'une tarification dynamique, le Distributeur nous informe qu'il *envisage offrir en option une tarification dynamique aux clients résidentiels lorsque les compteurs intelligents seront installés*, ce qui est une très bonne nouvelle.

De plus, le Distributeur confirme poursuivre une *vigie des expériences étrangères quant à l'efficacité des différents types de tarification dynamique à favoriser l'adhésion de la clientèle et le déplacement de consommation* et qu'elle « *servira à alimenter la proposition à venir quant aux types d'options tarifaires, leur calibrage et les dépenses de commercialisation inhérentes.* ».

Viendra peut-être un décret pour préciser les orientations du gouvernement en cette matière, soit précisant les options tarifaires et leur calibrage. Mais avant toute chose, l'implantation des compteurs avancés et de ces options additionnelles de gestion de la consommation, le projet LAD, sans lequel cette tarification ne pourra apporter des bénéfices qui soient significatifs sur la demande de pointe et même en réduction de la consommation.

Comme le projet LAD prendra une décennie à s'installer avec ses options de gestion de la consommation, le plan d'approvisionnement aura le temps également d'ajuster les paramètres de ses prévisions à long terme de la demande en puissance, de pointe et en énergie.

ENJEU 3 APPROVISIONNEMENTS

3.1 MOYENS POUR SATISFAIRE LES BESOINS DE POINTE

A) Électricité interruptible

Tel que mentionné dans sa demande d'intervention au paragraphe 15, concernant les moyens pour satisfaire les besoins de pointe, le GRAME s'est impliqué aux dossiers R-3603-2006 et suivants sur la question de l'option d'électricité interruptible comme moyen à privilégier du point de vue du développement durable. Ce moyen réduit les besoins de surdimensionnement des équipements de production, ainsi que les besoins d'achat sur les marchés adjacents.

Le GRAME privilégiait ce moyen à l'option de groupes électrogènes de secours.

Extrait des conclusions du GRAME au dossier R-3603-2006 :

Chapitre 6 Options à envisager

L'option interruptible

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 celles 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.

Concernant le potentiel maximal de 850 MW provenant du programme d'électricité interruptible, le Distributeur mentionne vouloir déployer tous les efforts requis pour accroître ce potentiel et nous réfère à la réponse donnée à EBM concernant les moyens envisagés.

Section 3.3.1, Électricité interruptible

Les contrats d'électricité interruptible signés pour l'alimentation de la charge auront permis au Distributeur d'interrompre des charges variant de 546 MW à 851 MW depuis l'hiver 2003-2004. Compte tenu de l'historique des quantités offertes par la clientèle, le Distributeur compte dorénavant, à plus long terme, sur un potentiel maximal de 850 MW provenant du programme d'électricité interruptible. Le Distributeur continuera de déployer tous les efforts requis afin d'accroître ce potentiel. Le cas échéant, le potentiel inscrit au bilan de puissance sera ajusté en conséquence.

Référence : R-3748-2010, HQD-1, Document 1, Section 3.3.1, Électricité interruptible, page 26

Le Distributeur y précise être « .. toujours en discussion et à l'écoute de ses clients dans le but d'augmenter l'offre de puissance interruptible. C'est dans ce contexte que le Distributeur a apporté des modifications aux modalités d'application de l'option en 2006 et en 2008. »

Le GRAME a par ailleurs apporté son appui aux différentes modifications aux modalités d'application de l'option interruptible.

**Le GRAME est satisfait de l'orientation du Distributeur à l'effet qu'il entend
« ...déployer tous les efforts requis pour accroître ce potentiel »**

B) Groupes électrogènes de secours

Tel que mentionné dans sa demande d'intervention au paragraphe 15, concernant les moyens pour satisfaire les besoins de pointe, le GRAME s'est impliqué sur la question des *Groupes électrogènes de secours*, aux dossiers R-3603-2006 et suivants sur la question, toujours en s'opposant à cette option pour des raisons de protection de l'environnement et de santé publique (dossier R-3603-2006). Le GRAME souhaite s'assurer que soit privilégiée définitivement l'option interruptible et abandonnée l'option *Groupes électrogènes de secours*.

Pour les fins du présent dossier, nous reproduisons un extrait des conclusions du GRAME au dossier R-3603-2006 concernant l'option groupes électrogènes de secours.

Position du GRAME
<p>Chapitre 1 Objectifs de la Stratégie énergétique</p> <p>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.</p>
<p>Chapitre 2 Balisage d'Hydro-Sherbrooke</p> <p>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.</p>
<p>Chapitre 3 : Contraintes environnementales et normatives à l'utilisation de groupes électrogène de secours. Le GRAME demande à la Régie d'exiger au Distributeur une revue des normes, restrictions d'usage en causes, meilleures pratiques, tant au Québec que dans les autres provinces canadienne.</p>
<p>Chapitre 5 : Utilisation inadéquate de la ressource : Il apparaît donc que dans tous les cas la production d'électricité à partir de groupes électrogènes de secours est plus polluante qu'à partir de centrales thermiques au diesel ou au mazout. En revanche, seuls les groupes électrogènes les moins performants (efficacité 25 %) émettent plus de gaz à effet de serre que les centrales au charbon.</p> <p>Par ailleurs, à <i>priori</i>, les centrales thermiques sont situées dans des zones où elles ne gênent pas le voisinage immédiat, ce qui n'est pas toujours le cas des groupes électrogènes de secours avec leurs problèmes de bruits et d'odeurs et d'émissions de</p>

polluants atmosphériques en milieu fortement urbanisé.

À ÉVITER : 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.

Le GRAME maintient l'ensemble des conclusions du dossier R-3603-2006 au présent dossier. De plus, la preuve du Distributeur démontre qu'il « ne compte plus sur ce moyen pour satisfaire ses besoins de puissance », et que « ...le programme a suscité peu d'intérêt chez les propriétaires de groupes électrogènes »

L'expérience des dernières années avec les groupes électrogènes démontre que le programme a suscité peu d'intérêt chez les propriétaires de groupes électrogènes et que sa contribution n'est pas suffisante pour apparaître au bilan de puissance.

Le Distributeur ne compte plus sur ce moyen pour satisfaire ses besoins de puissance

Référence : R-3748-2010, HQD-1, Doc. 1, Section 3.3.2, page 26

Concernant les raisons du manque d'intérêt de l'option groupes électrogènes de secours, le Distributeur nous renvoie à la réponse qu'il a fournie à de l'ACEF de l'Outaouais à la pièce HQD-4, document 2.

Selon le Distributeur, la raison invoquée pour justifier le manque d'intérêt demeure le peu de rentabilité de l'option compte tenu du prix des carburants, dont le prix du diesel. De plus, le potentiel d'adhésion était évalué à seulement 100MW à moyen terme.

Le GRAME trouve injustifié de conserver cette option. Le Distributeur nous indique cependant son souhait de maintenir pour l'instant cette option dans le texte des Tarifs et conditions du Distributeur, même s'il « *...ne compte plus sur ce moyen pour satisfaire ses besoins de puissance* ».

Le GRAME recommande l'abandon de cette option pour les raisons énumérées et reprises ci-dessus de son mémoire du dossier R-3603-2006 et parce que cette option n'est pas utile pour satisfaire les besoins de puissance du Distributeur.

À moins que le Distributeur nous donne des raisons suffisantes justifiant son maintien, le GRAME recommande à la Régie le retrait de cette option du texte des tarifs et conditions.

C) Abaissement de tension

Tel que mentionné dans sa demande d'intervention au paragraphe 16, concernant le moyen de l'abaissement de tension, le GRAME souhaite s'assurer que le Distributeur a tenu compte des impacts du projet CATVAR dans son évaluation de la réserve d'exploitation (associée à l'abaissement de tension de 250 MW).

À chaque année, depuis 2006, le Transporteur procède à des essais d'abaissement de tension. L'objectif de cette opération consiste à vérifier la disponibilité des équipements, à identifier les artères de distribution où de telles manoeuvres posent des problèmes chez la clientèle et à évaluer la persistance de l'abaissement de tension et son impact en puissance.

Le résultat de ces essais démontre que le Distributeur peut compter sur une réserve d'exploitation, associée à l'abaissement de tension, de 250 MW.

Référence : HQD-1, Doc. 1, Section 3.3.3 Abaissement de tension, p. 26 et 27

Concernant la réserve d'exploitation associée à l'abaissement de tension de 250 MW, le Distributeur nous réfère aux réponses « ...à la question 2.3 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce B-18-HQD-3, document 1 et les réponses aux questions 10.1 et 10.2 de l'UMQ à la pièce HQD-4, document 9 » concernant l'évaluation de l'impact sur la valeur associée à l'abaissement de tension, soit de 250 MW, du projet CATVAR.

Les réponses fournies par le Distributeur, soit que « *La contribution de 250 MW du moyen de gestion de l'abaissement de tension aux ressources en puissance du Distributeur sera donc maintenue une fois le système CATVAR déployé* », correspondent à l'information qui a été rendue disponible au GRAME, au dossier R-3746-2010, lors de la rencontre préparatoire du 13 janvier 2011.

Le GRAME est satisfait des réponses fournies par le Distributeur.

D) Contribution des marchés de court terme en puissance

Tel que mentionné dans sa demande d'intervention au paragraphe 17, concernant la contribution des marchés de court terme en puissance, de l'interconnexion de Dennison et des opportunités d'achat de puissance à travers le réseau ontarien, le GRAME souhaite s'assurer que cette marge de manœuvre dont dispose le Distributeur dans sa zone de réglage du Québec, au-delà des ressources requises pour le respect du critère de suffisance des ressources en puissance, soit utilisée en minimisant le recours à des ressources thermiques et non renouvelables.

La preuve du Distributeur indique qu'il pourrait faire appel aux marchés de court terme pour satisfaire ses besoins de puissance à la hauteur de 1000 MW.

Considérant les observations qui précèdent, le Distributeur conclut que le potentiel d'achat sur les marchés de court terme peut, dans l'immédiat, être augmenté de la capacité de l'interconnexion de Dennison, soit 100 MW, pour s'établir à 1 100 MW. Le Distributeur considère que ce potentiel demeure prudent, compte tenu des possibilités additionnelles qu'offrent les marchés autres que celui de New York, décrites précédemment. Le Distributeur a à cet effet désigné l'interconnexion Dennison à titre de ressource pour alimenter la charge locale.

Référence : HQD-1, Document 1, Section 3.3.4 Contribution des marchés de court terme en puissance, p. 28

Concernant la contribution des marchés de court terme en puissance et en énergie pour satisfaire les approvisionnements du Distributeur, au-delà de ceux à long terme, le Distributeur nous précise qu'*Outre les appels d'offres qui répondent aux décrets du gouvernement du Québec spécifiant une source particulière d'approvisionnement en électricité, le Distributeur ne fait pas de distinction entre les sources d'approvisionnement.*

En fait, le GRAME faisait plutôt référence à l'annexe 4 et non aux ressources d'approvisionnement sur son territoire, incluant les centrales désignées à titre de ressources pour le décret patrimonial de 165 TW et à l'ensemble des autres blocs d'énergie provenant des décrets du gouvernement.

Le GRAME souhaitait obtenir du Distributeur une image du portefeuille des ressources fournies à l'annexe 4, en fonction de types de ressources qui seront utilisées (thermique, gaz naturel, mazout, charbon, hydro-électricité, éolien, etc.).

Le GRAME invite la Régie à consulter l'ensemble des éléments de la Stratégie énergétique du Québec qui indiquent clairement l'intention du gouvernement de réduire ses émissions de gaz à effet de serre, les choix énergétiques représentant un des incontournables.

Extraits de la Stratégie énergétique du Québec 2006-2015 :

- *Et en exportant davantage d'énergie, nous contribuerons directement à améliorer le bilan continental des émissions de gaz à effet de serre. (Page 6)*
- *Avec l'hydroélectricité, le Québec bénéficie donc d'un formidable actif, qui prend une valeur additionnelle dans un contexte de ressources épuisables **et de lutte contre les gaz à effet de serre** : c'est essentiellement grâce à son hydroélectricité que le Québec produit deux fois moins de gaz à effet de serre par habitant que l'ensemble du Canada. **Cet atout est impressionnant.** (Page 22)*
- *Collectivement et individuellement, **nous avons tout à gagner en devenant des consommateurs d'énergie plus efficaces et mieux avisés.** Nous améliorerons notre sécurité énergétique. **Nous diminuerons les effets environnementaux de toute utilisation de l'énergie.** Page 24*
- *La quasi-totalité de notre production électrique provient de l'hydroélectricité – et donc d'une source d'énergie renouvelable, émettant peu de gaz à effet de serre. Grâce à ses ressources hydroélectriques, **le Québec est ainsi le mieux placé parmi toutes les provinces canadiennes par rapport aux préoccupations véhiculées par le Protocole de Kyoto.** Page 24*
- *En Ontario, comme en Nouvelle-Angleterre et dans l'État de New York, les besoins d'électricité actuels et prévisibles sont en forte croissance. **L'électricité québécoise offre de plus la possibilité de répondre à ces besoins tout en limitant substantiellement les émissions de gaz à effet de serre: dans le contexte de lutte contre les changements climatiques, le Québec propose à ses voisins une forme d'énergie propre et renouvelable, au lieu de centrales thermiques polluantes et émettrices de gaz à effet de serre.** Page 39*

(Note : pourquoi jouer le jeu de vendre de l'énergie propre le jour et d'en acheter une moins propre la nuit par exemple ???)

- ***L'hydroélectricité québécoise et le protocole de kyoto** À ce propos, le gouvernement souligne de nouveau avec force la contribution considérable que le Québec apporte à la lutte aux gaz à effet de serre et à la mise en oeuvre du Protocole de Kyoto, grâce aux investissements consentis dans la mise en valeur des ressources hydroélectriques. Page 46*
- *La consommation totale des réseaux autonomes est loin d'être négligeable. **L'utilisation des génératrices a par ailleurs des impacts significatifs sur le plan environnemental.** L'utilisation du carburant diesel entraîne l'émission d'importantes quantités de gaz à effet de serre. Page 54*

(Note : En va t-il autrement, si on achète de chez nos voisin ??)

- *En matière de développement durable : Page 134*
 - *Le concept de développement durable fait consensus au Québec, mais la façon de l'appliquer ne fait pas l'unanimité.*

- *Les exportations d'électricité du Québec pourraient contribuer à l'amélioration de la performance de la région du nord-est de l'Amérique du Nord, en permettant de réduire les émissions de gaz à effet de serre.*
- *On doit prendre en compte les coûts environnementaux lors de la définition et de la mise en oeuvre des projets.*

Référence : La Stratégie énergétique du Québec 2006-2015, (nos surlignés et soulignés)

Reste en suspens la question à savoir si le Québec peut se permettre de ne pas tenir compte des coûts environnementaux liés à l'achat d'énergie fossile des voisins et des marchés limitrophes, et ce en refusant de faire le bilan de ces achats d'énergie.

Par ailleurs, la Régie se prononce dans sa décision D-2011-011, au paragraphe 22, en mentionnant que le plan d'approvisionnement est le forum approprié pour discuter notamment des stratégies générales, sur un horizon de dix ans.

En conclusion, compte tenu du contexte énergétique du Québec et des objectifs de la société québécoise et de la Stratégie énergétique du Québec, qui comprennent la réduction des émissions de GES, à la fois continentale et locale, le GRAME demande à ce que le Distributeur identifie pour le prochain plan d'approvisionnement, les types de ressources et leur provenance pour l'ensemble du portefeuille de court terme évalué à 1 100 MW et identifie l'ensemble de ces achats en importation.

Il est impensable qu'en 2011, notre société d'état n'ait pas à ce jour énoncé un objectif en lien avec ses choix en matière énergétique, incluant ses importations d'électricité. Hydro-Québec Distribution doit agir et être proactive en ce domaine.

Le GRAME demande que soit déposée lors du prochain plan d’approvisionnement du Distributeur, une stratégie générale, soit une vision d’ensemble des objectifs en approvisionnement liés aux choix en matière énergétique.

3.2 GESTION DE LA CONSOMMATION ET MOYENS LIÉS AUX PROJETS EN EFFICACITÉ

La Régie se prononce dans sa décision D-2011-011, au paragraphe 22, sur les moyens de gestion de la consommation et les moyens liés aux projets en efficacité énergétique, jugeant que « ...le plan d'approvisionnement est le forum approprié pour discuter des stratégies générales et du potentiel d'un portefeuille de mesures d'efficacité énergétique et de gestion de la demande d'électricité sur un horizon de dix ans. ».

Tel que mentionné dans sa demande d'intervention au paragraphe 20, le GRAME souhaite s'assurer que le plan d'approvisionnement tiendra compte des modifications au contexte énergétique actuel, 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.

Tel que mentionné par le GRAME dans sa demande d'intervention au paragraphe 21, depuis les modifications apportées à l'article 74.1 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 ».

Tel que mentionné par le GRAME dans sa demande d'intervention au paragraphe 22, puisque la recherche de nouveaux approvisionnements en période de surplus n'est pas souhaitable, la mise en place de moyens pour réduire la demande en pointe et la demande en puissance est plus appropriée. De l'avis du GRAME, l'identification de ce potentiel, liée aux projets d'efficacité énergétique, peut servir à titre de moyen de gestion de la consommation.

Le GRAME se penchera également, en complémentarité avec ses propos portant sur le plan d'approvisionnement en réseaux autonomes, sur les opportunités de gestion de la consommation liées au projet LAD.

A) Opportunités en gestion de la consommation du projet LAD

Cette section constitue le complément du rapport sur le plan d'approvisionnement sur les réseaux autonomes en lien avec les opportunités de réduction de la demande que constitue à terme le projet LAD. En effet, le plan d'approvisionnement, tel que la Régie le mentionne, est un forum approprié pour discuter de stratégies générales liées notamment à la gestion de la demande sur un horizon de dix ans.

Le Distributeur prévoit déposer une demande d'autorisation spécifique relative au projet de Lecture à distance (LAD) d'ici 2012. Le projet LAD consiste au remplacement du parc de compteurs existants à court terme, l'installation d'une infrastructure de mesurage avancé et le déploiement d'une plateforme de télécommunications.

Lorsque la Régie aura, le cas échéant, approuvé ce projet majeur, le Distributeur pourra qualifier les opportunités d'affaires prometteuses et développer éventuellement l'offre d'options en gestion de la consommation, dans la mesure où celles-ci répondent,

de façon économique, à des besoins réels. D'ici ce moment, le Distributeur poursuit ses activités de vigie et de prospection.

Référence : R-3748-2010, HQD-1, Document 1, Section 3.4, p. 28 et 29

Par ailleurs, le Distributeur fait également référence à ces *opportunités d'affaires prometteuses* d'offre d'options de gestion de la consommation liée au projet LAD, dont nous avons pris connaissance lors de la séance d'information du 30 mars 2011.



Référence : Présentation du 30 mars 2011, Travaux préparatoires du projet Lecture à distance Demande : R-3723-2010 Suivi de la décision D-2010-078, Séance d'information – État d'avancement des travaux préparatoires LAD, acétate 5.

Comme cette option de gestion a été élaborée dans le rapport du GRAME sur le plan d'approvisionnement en réseaux autonomes déposé au présent dossier, nous ne reprendrons ici que les éléments les plus importants et les conclusions et recommandations en lien avec le plan en réseau intégré.

Le Distributeur nous informe que des activités de vigie et de prospection sont faites dans le cadre du projet de lecture à distance (LAD) et nous réfère à la réponse à la question 1.a de l'ACEF de l'Outaouais à la pièce HQD-4, document 2.

Tel que mentionné dans la section 2 du présent rapport, le GRAME est particulièrement satisfait que soit envisagé à court terme, soit un horizon de 5 ans, les stratégies comme le *contrôle de l'éclairage, des électroménagers, des chauffe-eau, des systèmes de chauffage à accumulation, des thermostats communicants*, lesquelles pourraient être incorporées au projet LAD.

Le Distributeur nous informe également que des activités de vigie et de prospection, avec des experts, sont en cours afin de détecter les opportunités d'option de gestion de la consommation

liées aux compteurs intelligents, ce que le GRAME demandait par ailleurs dès le dossier R-3610-2006, mais sous la forme d'un groupe de travail intégrant le mesurage intelligent associé à la relève automatisée de compteurs. Le GRAME y citait également certaines options de gestion de la demande à titre de valeurs ajoutées liées aux compteurs intelligents.

Rappelons qu'aucune estimation d'offre de gestion de la consommation liée au projet LAD n'a été intégrée dans les prévisions de la demande du plan d'approvisionnement, comme le confirme le Distributeur en réponse à une demande du GRAME.

Le GRAME a proposé un balisage d'options additionnelles de gestion de la demande de pointe liée aux outils de lecture à distance dans son mémoire portant sur le plan d'approvisionnement en réseaux autonomes. Nous vous invitons à revoir ces options dans le mémoire 2 du GRAME, aux pages 29 à 33.

En résumé, les « ...opportunités d'affaires prometteuses en gestion de la consommation ... » résultant du projet LAD comprennent la mise en place d'options additionnelles, telles que le contrôle direct ou automatique de certains appareils (chauffe-eau, climatisation), le système de gestion de la consommation, le dispositif d'appel à la maîtrise de la consommation d'électricité, exploré en Bretagne, de même que la communication interactive avec les citoyens.

Toute la question de la tarification dynamique aura également avantage à être explorée sur l'horizon du plan d'approvisionnement actuel, soit 2011-2020. Rappelons qu'elle fait l'objet également d'une demande Stratégie énergétique du Québec : « Toujours sur le plan des tarifs d'électricité, le gouvernement souhaite qu'Hydro-Québec implante progressivement au Québec une tarification selon la saison et l'heure d'usage. ». Ce sujet ayant été abordé dans la section 2 du présent rapport.

B) Moyens liés aux projets d'efficacité énergétique

En effet, puisque la contribution des marchés de court terme a été portée à 1000 MW (HQD-1, Document 1, Section 3.4, p 8), le GRAME recherche des moyens pour rencontrer cette contribution de manière à faciliter l'atteinte des objectifs environnementaux tout en optimisant les retombées économiques et sociales, dans un contexte de développement durable, donc en considérant notamment les projets d'efficacité énergétique au même titre que des projets d'approvisionnement.

Tel que présenté dans le Plan d'approvisionnement 2008-2017, le Distributeur a accru le recours aux moyens déjà en place. D'une part, la contribution des marchés de court terme, dont l'évaluation était considérée conservatrice, a été portée à 1 000 MW.

(..)

Toutefois, le Distributeur considère toujours important de développer le potentiel des options relatives à la gestion de la consommation et poursuit ses activités de prospection dans ce domaine.

Référence : HQD-1, Document 1, Section 3.4, pages 8 et 9

Concernant l'ajout de projets d'efficacité énergétique à titre de ressources, le GRAME vous réfère à la partie de sa preuve portant sur les réseaux autonomes sur ce sujet, des pages 10 et suivantes.

Rappelons simplement que dans le cadre d'un appel d'offres, tel que mentionné à l'article 74.1 de la *Loi de la Régie de l'énergie*, la procédure doit « 2° *accorder un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement de même qu'à des projets d'efficacité énergétique* ».

Extrait

La procédure d'appel d'offres et d'octroi doit notamment :

2° accorder un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement de même qu'à des projets d'efficacité énergétique, à moins que l'appel d'offres ne prévoie que la totalité ou une partie des besoins devront être satisfaits pour une source particulière d'approvisionnement en électricité par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement; (Nous soulignons)

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.

(...)

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

Malgré le fait que présentement le plan d'approvisionnement en réseau intégré comporte des surplus et qu'aucun appel d'offres n'est prévu, l'exploration d'offres de projets d'efficacité énergétique, en plus des mesures de gestion de la consommation, devrait débuter considérant l'horizon de 2020 du plan d'approvisionnement.

Par conséquent, il serait souhaitable que le Distributeur entame une étude de marché permettant de cibler les promoteurs (fournisseurs d'électricité) potentiels de projets d'efficacité énergétique en réseau intégré.

En effet, au dossier R-3648-2007, le GRAME demandait qu'un tel balisage soit fait afin de tenir compte de la *Loi concernant la mise en œuvre de la stratégie énergétique du Québec et modifiant diverses dispositions législatives, L.Q. 2006, c.46*, qui modifiait la *Loi sur la Régie de l'énergie* afin d'y ajouter un concept, soit celui de considérer le promoteur d'un projet d'efficacité énergétique à titre de fournisseur d'électricité, pour l'application de la procédure d'appel d'offres de l'article 74.1.

Au dossier R-3648-2007, le GRAME faisait valoir l'importance de déterminer quels sont les secteurs d'activités pouvant 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, trouvait cet aspect de la problématique prématuré.

Toujours au dossier au dossier R-3648-2007, le GRAME demandait le début des 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.*

Le GRAME demande qu'un balisage soit effectué pour cibler les projets en efficacité énergétique qui ont été assimilés à une fourniture en énergie chez d'autres distributeurs d'énergie en réseau intégré.

Le GRAME demandait et réitère sa demande au présent plan d'approvisionnement que le Distributeur requière l'expertise d'une firme d'experts en ce domaine afin de réaliser 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 en réseau intégré.

3.3 ATTRIBUTS ENVIRONNEMENTAUX

Tel que mentionné dans sa demande d'intervention au paragraphe 23 de sa demande, concernant la question des attributs environnementaux, en suivi de la décision D-2008-133 le Distributeur propose une revue de la problématique liée à l'accréditation de ses projets de production d'énergie renouvelable afin d'en revendre les attributs environnementaux sur le marché des certificats d'énergie renouvelable (« Renewable Energy Certificates »), particulièrement en Nouvelle-Angleterre.

Rappelons tout d'abord les conclusions du GRAME au dossier R-3648-2007 et voyons par la suite le suivi fait par le Distributeur en réponse à la demande de la Régie (décision D-2008-133).

Dès le dossier R-3648-2007, le Distributeur mentionnait 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) ». Il précisait vouloir tirer « *le meilleur parti possible des attributs environnementaux associés aux projets d'énergie renouvelable mis sous contrat* ».

Le Distributeur mentionnait dossier R-3648-2007 avoir entamé des démarches concernant une participation au marché réglementé des CER et devait transmettre son évaluation sous forme de rapport d'étape à la Régie.

Au présent dossier, R-3748-2010, le Distributeur fait état de ses démarches et de son évaluation en ce qui concerne le marché des CER et des difficultés rencontrées auprès de ce marché. La lecture du Distributeur correspond à la nôtre, c'est pourquoi le GRAME recommandait, au dossier R-3648-2007, notamment que *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.*

Concernant le Cadre réglementaire fédéral sur les émissions industrielles et le mécanisme de permis échangeables au Canada, le Distributeur mentionnait au dossier R-3648-2007 vouloir poursuivre ses efforts de représentation (R-3648-2007, *HQD-3, Document 1, Page 51 de 79*). Le GRAME abondait dans la même direction, en concluant que c'est une tâche difficile de représentation, particulièrement au sein des intérêts nettement divergents de l'industrie électrique au Canada. Ainsi le GRAME recommandait qu'« *Un rapport d'étape annuel pourrait aussi être déposé pour faire état des résultats des démarches effectuées par le Distributeur auprès du gouvernement canadien.* Ce rapport fût déposé dans le cadre de l'état d'avancement 2009.

En 2008, le gouvernement émettait son intention de créer d'un groupe consultatif pour élaborer les lignes directrices des enjeux techniques et opérationnels. Selon ces informations, il restait en 2008 à en déterminer les procédures d'adhésion et de fonctionnement. Le GRAME s'interrogeait, à savoir, *si le Distributeur rencontrera les conditions d'admissibilité pour faire partie de ce groupe consultatif.*

C'est donc encore un dossier à suivre, le GRAME demande à ce qu'un compte-rendu de la participation du Distributeur à ce groupe consultatif soit déposé, le cas échéant, ou les raisons pour lesquelles le Distributeur n'aurait pas été invité à y participer.

Rappelons que la Régie, dans sa décision D-2008-133, encourageait la valorisation des attributs environnementaux, dont ceux résultant des marchés de CER :

La Régie considère que la valorisation d'attributs environnementaux sur les marchés externes doit être encouragée. Les marchés de CER constituent une opportunité dont la production éolienne québécoise pourrait bénéficier pour les périodes où le Distributeur sera en surplus, c'est-à-dire plusieurs mois par année sur tout l'horizon du Plan.

Référence : D-2008-133, R-3648-2007, 2008 10 20, pages 43 et 44

De plus, la Régie se prononçait sur le fait que la valeur des CER *peut évoluer avec le temps et d'un État américain à l'autre et ce même si la taille et la profondeur de ces marchés sont faibles actuellement.*

Suite à ses recherches faites en ce domaine, le GRAME abonde dans le même sens que la Régie à savoir que le contexte énergétique est tel que les portefeuilles renouvelables des États américains ont vu leurs objectifs et leurs cibles augmenter très rapidement au cours des 5 dernières années.

Le problème de ces États étant l'accès à la ressource et la nécessité de développer un réseau de transport permettant de rejoindre les marchés de consommation. Par conséquent, le Québec est très bien placé géographiquement pour atteindre les marchés du nord est des États-Unis. Le GRAME est d'avis que c'est une question de temps avant de faire tomber les barrières liées particulièrement à la reconnaissance de la grande hydraulique.

L'idée derrière cette position du GRAME est de faire valoir l'importance de maintenir le cap et de poursuivre les démarches de reconnaissance et de positionnement du Québec sur les marchés des CER par exemple et que l'heure n'est pas à prendre du recul, mais au maintien des efforts dans cette direction.

Même si la valeur des CER peut évoluer avec le temps et d'un État américain à l'autre, même si l'offre d'énergie renouvelable pourrait aussi augmenter aux États-Unis et

même si la taille et la profondeur de ces marchés sont faibles actuellement, la Régie note que ces marchés sont en croissance, car l'exigence de contenu minimal d'énergie renouvelable des États américains augmentera significativement dans les prochaines années

Référence : D-2008-133, R-3648-2007, 2008 10 20, page 43 et 44

Rappelons également que la Régie demandait au Distributeur de (1) l'informer des conclusions des études d'expert ainsi que des démarches amorcées pour les centrales à la biomasse et (2) *de mettre en œuvre les moyens nécessaires pour profiter de cette opportunité* et de conclure des ententes au besoin, pour faire en sorte (3) *que cette production d'énergie renouvelable québécoise ne soit pas exclue d'un marché qui pourrait procurer des revenus de l'extérieur.*

La Régie demande au Distributeur de l'informer des conclusions des études d'expert ainsi que des suites des démarches amorcées pour les centrales à la biomasse dans l'état d'avancement 2009 du Plan et dans le prochain plan d'approvisionnement. La Régie juge que l'entente d'intégration éolienne ne devrait pas être un obstacle à la valorisation de CER au profit du Québec. Elle demande donc au Distributeur de mettre en œuvre les moyens nécessaires pour profiter de cette opportunité. Au besoin, il devra s'entendre avec le Producteur, soit sur des ajustements à l'entente d'intégration éolienne, soit sur une autre entente pour que cette production d'énergie renouvelable québécoise ne soit pas exclue d'un marché qui pourrait procurer des revenus de l'extérieur, au profit des consommateurs et de l'actionnaire.

Référence, D-2008-133, R-3648-2007, 2008 10 20, page 43 et 44

Le compte-rendu réalisé sur les attributs environnementaux (R-3748-2010, HQD-1, Document 1 Section 3.5) au présent dossier s'inscrit dans ce contexte, soit celui de clarifier les obligations du Distributeur concernant le nouveau cadre réglementaire canadien à titre d'entreprise réglementée et son assujettissement à des normes d'intensité d'émissions de GES.

Le GRAME demandait au dossier R-3648-2007 un tel compte-rendu : *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.* En résumé, le GRAME recommandait notamment (1) l'étude de la place que pourraient occuper les projets de nouvelles technologies en réseaux autonomes, (2) le suivi attentif des CER et des crédits compensatoires canadiens, (3) la préparation d'un rapport détaillé et (4) la mise en place d'un comité de travail d'experts.

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.

Référence : R-3648-2007 GRAME 1 doc 2, GRAME-1 document 2

Voyons maintenant comment a évolué le dossier en trois ans.

Les attributs et les appels d'offres

Certains appels d'offres incluent les attributs environnementaux afin de notamment permettre de procurer « ...des revenus de l'extérieur, au profit des consommateurs et de l'actionnaire ».

Appel d'offres A/O 2009- 1 Cogénération à la biomasse

On voit premièrement que le concept à la base des attributs environnementaux inscrit dans le texte de l'appel d'offres est lié au Cadre réglementaire sur les émissions atmosphériques du gouvernement du Canada dans l'appel d'offres A/O 2009-1 pour la Cogénération à la biomasse et précise que ces attributs resteront la propriété du fournisseur d'électricité, ce qui va à l'encontre de l'énoncé de la Régie qui stipule que ces attributs « *pourrait procurer des revenus de l'extérieur, au profit des consommateurs et de l'actionnaire.* »

1.8.3 Attributs environnementaux

Compte tenu des orientations du récent Cadre réglementaire sur les émissions atmosphériques du gouvernement du Canada auquel des soumissionnaires potentiels pourraient être assujettis, les attributs environnementaux susceptibles d'être associés à la production d'électricité de la centrale de cogénération demeureront la propriété du Fournisseur d'électricité.

Référence : A/O 2009- 1 Cogénération à la biomasse, Page 15

Cependant, on constate que le Distributeur doit aussi faire concorder ses politiques avec le Cadre réglementaire pressenti sur les émissions atmosphériques du gouvernement du Canada. Le GRAME est en faveur du maintien de la propriété des attributs environnementaux pour les fournisseurs d'électricité de source Cogénération à la biomasse. En effet, une telle politique favorise l'atteinte de projets de ce type, particulièrement si on tient compte des autres incitatifs fiscaux ou programmes d'aide au développement d'énergie renouvelable qui pourraient s'y greffer. (Voir pour exemples le mémoire de SÉ-AQLPA-GRAME-1, Pages 25 à 28, dossier R-3623-2007)

De plus, en consultant l'appel d'offres A/O 2009-1, Cogénération à la biomasse, en pages 7 et 8 on constate que les considérations relatives au programme écoÉNERGIE pour l'électricité renouvelable du gouvernement canadien et au programme de réduction de la consommation de mazout lourd du gouvernement du Québec sont prises en considération. En effet, pour le programme fédéral, le Distributeur demande à ce que subséquemment, 75 % de la prime lui soit remise, laissant une prime résiduelle de 25 % pour le soumissionnaire, et pour le programme québécois, 100 % de la prime doit être remise au Distributeur.

Les nouvelles centrales de cogénération visées par le présent appel d'offres peuvent être admissibles aux programmes gouvernementaux d'aide financière suivants (ou tout programme similaire pouvant leur succéder) :

- le Programme écoÉNERGIE pour l'électricité renouvelable du gouvernement canadien;
- le Programme de réduction de la consommation de mazout lourd du gouvernement du Québec.

Au moment d'établir le prix de l'électricité qu'il offre, il est difficile pour un soumissionnaire de savoir s'il obtiendra ou non une telle aide financière. C'est pourquoi le soumissionnaire doit établir le prix de l'électricité qu'il offre sans anticiper l'obtention d'une aide financière pour laquelle une entente de contribution officielle n'a pas été conclue à la date de dépôt des soumissions. Ainsi, le soumissionnaire n'a pas à assumer le risque lié à l'épuisement des fonds disponibles ou à un refus d'aide financière. Les revenus que le soumissionnaire prévoit obtenir et les coûts qu'il prévoit éviter au moyen des attributs environnementaux de la centrale ne constituent pas une aide financière au sens de cette section.

Par conséquent, le prix offert pour l'énergie doit faire abstraction de la prime prévue dans le cadre du programme écoÉNERGIE pour l'électricité renouvelable du gouvernement canadien ou de tout programme pouvant lui succéder ou de tout programme similaire qui pourrait être disponible, c'est-à-dire un programme de support financier sous forme de subventions ou de primes liées à l'énergie produite. Le soumissionnaire est tenu néanmoins d'effectuer toutes les démarches requises et utiles pour bénéficier de tels programmes et il doit en faire état dans sa soumission. Si un soumissionnaire retenu dans le cadre du présent appel d'offres obtient la prime d'encouragement d'écoÉNERGIE pour l'électricité renouvelable ou une prime ou subvention d'un programme similaire, il doit remettre à Hydro-Québec Distribution un montant équivalant à 75% de la prime qu'il reçoit. La part résiduelle de 25% de la prime demeure au bénéfice du soumissionnaire en compensation de tous les coûts associés à l'obtention et au maintien de la prime. Toutefois, l'obtention éventuelle d'une prime n'est pas prise en compte lors de l'analyse des soumissions.

De plus, le prix offert pour l'énergie doit faire abstraction de toute aide financière du gouvernement du Québec visant des projets destinées à éviter, minimiser ou réduire des émissions de gaz à effet de serre, entre autres, celle disponible dans le cadre du Programme de réduction de la consommation de mazout lourd. Si un soumissionnaire retenu dans le cadre du présent appel d'offres obtient une telle aide financière du gouvernement en vertu de

ce programme ou d'un programme similaire, il doit remettre à Hydro-Québec Distribution 100% des sommes obtenues.

Référence : A/O 2009-1, Cogénération à la biomasse, en pages 7 et 8

Appel d'offres A/O 2005-03 : second bloc d'énergie éolienne de 2 000 MW.

Dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2005-03 pour le second bloc d'énergie éolienne de 2 000 MW, l'énoncé est plus complet et permet une reconnaissance future de droits « ...relativement à des permis, crédits, unités ou tous autres titres qui pourraient être créés, obtenus ou reconnus », soit à l'égard des réductions de CO2 équivalents et des attributs. Il faut retenir que c'est le fournisseur qui s'engage à faire les démarches, mais que les frais sont remboursés par le Distributeur. Donc, avec un tel contrat, toutes les activités nécessaires à l'obtention de ces attributs et à leur maintien sont de la responsabilité du fournisseur, sauf pour les frais.

« 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.

Une fois l'assurance que la comptabilisation des attributs est de la responsabilité des fournisseurs et qu'il y a engagement contractuel dans le cas des énergies de sources éoliennes, qui représentent une part plus importante que celle de la Cogénération à la biomasse ou des centrales hydrauliques de moins de 50 MW, reste à déterminer les critères de qualification pour les CER. Au moins deux éléments doivent être retenus, l'un concerne le portfolio énergétique (pourcentage et type de ressources éligibles) retenu par les États limitrophes et les autres critères associés aux choix des CER.

À ce sujet, le Distributeur nous précise que certains critères de qualification restreignent la certification des projets implantés à l'extérieur des États de la Nouvelle-Angleterre, soit pour le cas de l'État de New York, en accordant une portion importante du pointage aux retombées économiques dans cet État, éliminant, à toutes fins pratiques, l'éligibilité des sources de production à l'extérieur de leur zone de contrôle.

De plus, le Distributeur nous fournit des exemples de contestations judiciaires qui sont en lien avec des projets d'énergie renouvelable. En effet, selon le Distributeur : « En 2010, l'État du Massachusetts a tenté de restreindre la qualification de projets d'énergie renouvelable, à ceux construits à l'intérieur de ses frontières. Cette mesure a été contestée devant les tribunaux parce qu'elle contrevenait aux dispositions de la constitution concernant le commerce inter-états. Par contre, les projets hydroélectriques n'étaient pas spécifiquement ciblés. »

Le Distributeur mentionne dans sa preuve que le fait de revendre des RECs ferait en sorte de maintenir une plus grande quantité de production thermique dans les marchés voisins, ce à quoi le GRAME n'est pas convaincu dans une perspective globale. Peut-être qu'à court terme on pourrait observer le phénomène décrit ci-dessous par le Distributeur, mais certainement pas à long terme puisque la lutte contre les changements climatiques n'en est qu'à ses débuts. De plus, les objectifs des portfolios des États Américains n'ont été instaurés que très récemment dans la dernière décennie et révisés à la hausse seulement depuis deux ou trois ans, selon les États, comme c'est le cas du Vermont.

Le GRAME est convaincu que la nécessité d'aller plus loin en matière d'énergie renouvelable se fera sentir dans un avenir rapproché (Voir les scénarios de l'AIE, Énergie renouvelables, Mythes et obstacles, C-8) surtout avec le pic pétrolier qui pointe à l'horizon.

Certains États ont instauré des normes minimales quant à la proportion d'énergie renouvelable que les distributeurs doivent détenir dans leur portefeuille de ressources. Ces normes sont mieux connues sous le nom de « Renewable Portfolio Standards » (RPS). Les distributeurs doivent régulièrement rendre compte du respect des normes quant à la proportion minimale d'énergie renouvelable qu'ils détiennent au sein de leur portefeuille d'approvisionnement.

Chaque distributeur peut rencontrer ses exigences minimales par l'un des deux moyens suivants :

1- l'acquisition de Certificats d'énergie renouvelable (CER), leur assurant que l'énergie acquise est de source renouvelable ;

2- l'acquisition directe d'électricité provenant d'une source d'énergie renouvelable, généralement par le biais d'un appel d'offres. Dans ce dernier cas, le distributeur, qui devient de facto propriétaire des attributs environnementaux, peut s'en servir pour rencontrer ses exigences minimales ou en revendre une partie sur le marché des CER.

Dans un tel contexte, si le Distributeur parvenait à qualifier ses projets et réussissait à vendre les CER associés sur le marché américain, l'offre de CER augmenterait de manière importante et leur valeur chuterait. Ainsi, les distributeurs d'électricité

américains pourraient très facilement rencontrer leurs exigences à l'égard des RPS en achetant des CER à rabais et ne seraient plus incités à lancer des appels d'offres en vue de la réalisation de projets d'énergie renouvelable dans leurs marchés respectifs pour atteindre leur quota.

Ainsi, moins de projets renouvelables seraient réalisés et une plus grande proportion de la production locale sur ces mêmes marchés proviendrait de centrales thermiques.

Référence : HQD-4, Document 5, Réponse à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 3.3.3, page 22.

Cependant, la lecture qu'en fait le Distributeur, en réponse à une demande du GRAME, dans un horizon de court terme est raisonnable, outre le fait que si l'hydroélectricité du Québec était reconnue, les États limitrophes pourraient rehausser leurs cibles et le Québec serait appelé, **de tous côtés**, par l'ensemble des distributeurs participants, pour faire l'acquisition de notre ressource.

Le prix de vente au kWh de cette énergie propre se verrait rehaussé à sa juste valeur, on parlerait au Québec non pas de l'or noir, mais de l'or bleu.

Le GRAME demandait au Distributeur son opinion sur le sujet, qu'outre la rentabilité discutable d'un point de vue monétaire liée à la revente des CER, l'accréditation des projets énergétiques du Québec n'aurait-elle pas un effet positif sur la reconnaissance de l'hydroélectricité comme ressource renouvelable et propre. Sans répondre à notre demande, le Distributeur précise cependant que le Vermont, *seul État de la Nouvelle-Angleterre à avoir officiellement reconnu les grands projets hydroélectriques comme étant des projets de source renouvelable, n'a pas établi de RPS*. De notre compréhension, il existe un objectif volontaire et non contraignant au Vermont de l'ordre 25 % à l'horizon de 2025, l'un des plus ambitieux objectifs des portfolios de ressources renouvelables, comme le démontre l'extrait suivant :

Vermont [Renewable Portfolio Standard] -

Equal to incremental load growth

On June 14, 2005, Governor Jim Douglas signed a renewable portfolio standard into law, requiring renewable generation to equal incremental load growth between 2005 and 2012, but not requiring utilities to hold renewable energy credits equal to renewable generation. If utilities have not met this requirement, the state will institute an RPS equal to the percentage of load growth between 2005 and 2012. If the state experiences 7 percent load growth, but utilities have not obtained 7 percent of their electricity from eligible renewables by 2012, the state will adopt an RPS of 7 percent. Sources of energy that count toward the standard include wind, solar, **small hydropower** methane from landfill gas, anaerobic digesters, and sewage-treatment facilities, while excluding municipal solid waste. Vermont utilities are permitted to build generation capacity out of state to comply with the mandate.

On March 20, 2008, Governor Jim Douglas signed the Energy Efficiency and Affordability Act of 2008, which established a renewable energy goal for the state. The law sets a goal of producing **25 percent of the energy** consumed in the state from renewable sources, particularly Vermont's farms and forests, by 2025. [RPS](#)

Référence : Vermont [Renewable Portfolio Standard], consulté le 18 avril 2011, http://www.pewclimate.org/what_s_being_done/in_the_states/rps.cfm

Un objectif aussi ambitieux provient du fait que le Vermont peut avoir accès à l'énergie du Québec, lequel objectif a été relevé en 2008, de 7 % à 25 %, preuve que le Québec peut avoir un impact sur les objectifs des États limitrophes en exportant de l'énergie hydraulique sur ces marchés.

Les efforts réalisés par Hydro-Québec y sont sûrement pour quelque chose.

Concernant la marche à suivre pour les prochaines années, soit la stratégie de développement et de reconnaissance des énergies renouvelables produites par le Québec, comme l'hydraulique, le Distributeur mentionne qu'il effectuera une vigie portant sur les perspectives de mise en valeur des attributs environnementaux de ses projets d'énergie renouvelable.

En réponse à une demande du GRAME, il mentionne que « *Si des changements importants avaient lieu et affectaient les conditions de mise en valeur des attributs environnementaux au Canada, le Distributeur en ferait part dans le cadre des plans d'approvisionnements ou de leurs états d'avancement annuels.* »

Le GRAME est satisfait de la poursuite des activités du Distributeur en sa vigie portant sur le marché des CER et sur les attributs environnementaux au Canada et demande la poursuite de ces activités et leur dépôt régulier dans le cadre des plans d'approvisionnements et de l'état d'avancement annuel de ces plans.

ENJEU 4. APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS ET STRATÉGIE

Déploiement des moyens de gestion existants et impacts de LAD et CATVAR

Tel que mentionné dans sa demande d'intervention au paragraphe 24, le GRAME souhaite s'assurer que le bilan des besoins en énergie, qui fait état de surplus d'énergie importants en période d'été et de besoins d'énergie et de puissance en période d'hiver, notamment de 2012 à 2016, tienne compte avec justesse de l'ajout des projets LAD et CATVAR dans l'estimation de ces surplus et des moyens à mettre en œuvre pour rétablir l'équilibre entre l'offre et la demande.

Dans sa lettre transmise le 6 janvier 2011, le GRAME mentionnait que *bien que ce projet n'ait pas encore été autorisé, un compte de frais reportés hors base a fait l'objet d'une autorisation par la Régie, dans sa décision D-2010-078, concernant les travaux préparatoires du Projet devant être réalisés en 2010-2011. Par conséquent, il serait prudent de retenir, dans les scénarios d'approvisionnement proposés par le Distributeur, la prise en compte d'un estimé des impacts de ce projet à long terme.*

Dans sa décision D-2011-011, au paragraphe 25, la Régie retenait que *le potentiel des moyens de gestion de la consommation est un sujet pertinent à l'examen du plan d'approvisionnement, mais que le projet LAD devra être abordé en prenant en considération qu'il est au stade de travaux préparatoires et qu'il fera éventuellement l'objet d'un examen détaillé.*

4.1.1 Déploiement des moyens de gestion existants

Le bilan fait état d'importants surplus d'énergie, notamment de 2012 à 2016. La stratégie élaborée, présentée dans les sections suivantes, permettra de rétablir l'équilibre offre demande, tout en minimisant les transactions sur les marchés de court terme et ce, dans une perspective continue d'accroître la flexibilité du portefeuille d'approvisionnement du Distributeur.

Référence : HQD-1, Document 1, Sections 4.1 à 4.4, page 31

Dans sa demande de renseignements, le GRAME mentionnait que l'un des objectifs du Distributeur semble être la réduction des transactions sur les marchés de court terme et la mise en place d'une stratégie permettant le rétablissement de l'équilibre offre demande et l'amélioration de la flexibilité du portefeuille d'approvisionnement.

Le GRAME demandait au Distributeur de confirmer, ou d'infirmer, si les mesures de gestion de la demande, pouvant résulter du projet LAD et des économies d'énergie prévues au projet CATVAR ont été considérées dans la prévision de la demande, ce que confirme le Distributeur pour le cas du projet CATVAR.

Pour ce qui est du projet LAD, le Distributeur précise ne pas avoir considéré les mesures associées au projet LAD dans sa prévision de la demande et nous réfère aux réponses *données aux questions 1.a et 6.b de l'ACEF de l'Outaouais à la pièce HQD-4, document 2*.

Le GRAME comprend de la réponse du Distributeur que puisque la Régie n'a pas approuvé le projet LAD, et que « *..la prochaine étape consiste à « [...] déposer une demande d'autorisation spécifique relative au projet de Lecture à distance (LAD) d'ici 2012. »... les opportunités pour favoriser la gestion de la consommation, viendront par la suite et n'ont pas été intégrées au présent plan d'approvisionnement.*

Le Distributeur précise également que le problème actuel réside dans le type de compteur utilisé pour mesurer la consommation et déterminer un profil de consommation. Le GRAME fait la même lecture du problème que le Distributeur, c'est pourquoi il a maintes fois soutenu l'évolution de la technologie vers les compteurs intelligents aux multiples fonctions et options de mesurage.

Considérant le plan d'approvisionnement 2011-2020 et sa révision d'ici trois ans, il est raisonnable de ne pas avoir inclus d'estimation d'impact d'option de gestion de la consommation liée aux opportunités commerciales d'un outil technologique comme le compteur avancé permettant d'agir en mode interactif avec sa clientèle. En effet, le déploiement du projet LAD débiterait en 2012, suite à l'approbation de la Régie et s'étendrait sur une période de l'ordre de 5 ans.

Concernant le plan d'approvisionnement en réseaux autonomes, le GRAME demandait d'accélérer le processus compte tenu des enjeux majeurs en réduction de la consommation de carburants. Le GRAME demande dans son mémoire sur les réseaux autonomes à ce que d'autres options soient envisagées, comme l'accélération du projet LAD dans l'ensemble des réseaux autonomes, avec la mise en place d'options additionnelles, telles que le contrôle direct ou automatique de certains appareils (chauffe-eau, climatisation), le système de gestion de la consommation, le dispositif d'appel à la maîtrise de la consommation d'électricité, exploré en Bretagne, de même que la communication interactive avec les citoyens.

En réseau intégré, il est manifestement prématuré d'estimer l'impact des options et opportunités décrites ci-dessus.

Par contre, le Distributeur devrait débiter dès maintenant l'étude de ces options afin d'évaluer leur potentiel, individuellement, et en présenter les résultats lors du prochain plan d'approvisionnement, suite à une ordonnance de la Régie en ce sens.

Le GRAME recommande que débutent des travaux d'évaluation des options de gestion de la consommation liées aux compteurs intelligents et de leur potentiel de réduction de la demande et que soit déposée en suivi annuel la progression de ces évaluations.

Le rapport final serait déposé lors du prochain plan d'approvisionnement.

Bilan en énergie après utilisation des moyens de gestion existants

Tel que mentionné dans sa demande d'intervention au paragraphe 26, globalement, le GRAME est en faveur des propositions du Distributeur relatives à la mise en place d'une stratégie de gestion des risques associés à la disponibilité des 400 MW additionnels des conventions d'énergie différée de même qu'en la négociation d'une entente globale de modulation.

4.1.2 Bilan en énergie après utilisation des moyens de gestion existants

Le bilan en énergie présenté au tableau 4.1-2 intègre le déploiement des moyens de gestion présentés à la section 4.1.1. Les quantités rappelées dans le cadre des conventions d'énergie différée ont été limitées aux 400 MW de puissance garantie, afin de refléter le caractère incertain des 400 MW additionnels. Toutefois, pour la pointe hivernale 2010-2011, le Distributeur intègre à ses bilans les quantités rappelées en vertu des dispositions des conventions d'énergie différée, telles qu'acceptées par le Producteur. Le taux de livraison majoré des deux contrats (en base et cyclable combinés) atteindra 1 150 MW, ce qui correspond à des retours d'énergie de 550 MW, soit 150 MW de plus que la puissance garantie par ces conventions.

Référence : HQD-1, Document 1, Sections 4.1.2, page 33

Concernant l'ensemble des moyens décrits à la section 4.1.2 afin de réduire davantage le recours au marché de revente à court terme pour les surplus d'énergie demeurant au bilan, le Distributeur nous précise quels autres moyens sont envisagés pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande, soit *négozier une entente de modulation des livraisons de la centrale de TCE et une entente globale de modulation avec le Producteur.*

Le bilan présenté à la section 4.1.2 de la pièce B-4-HQD-1, document 1 présente le scénario optimal considérant uniquement le déploiement des moyens existants. Ce bilan montre des surplus importants en période d'été et fait état de besoins à combler en période d'hiver.

Puisque les moyens existants ne suffisent pas à assurer l'équilibre offre-demande, le Distributeur entend négocier une entente de modulation des livraisons de la centrale de TCE et une entente globale de modulation avec le Producteur.

Référence : HQD-4, Document 5, Réponse à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 4.3, pages 25 et 26.

Le GRAME est en accord avec ces moyens envisagés par le Distributeur, mais réserve ses positions en fonction des ententes qui seront effectivement proposées dans l'avenir.

Le potentiel d’approvisionnement en puissance à partir des réseaux voisins

Tel que mentionné dans sa demande d’intervention au paragraphe 27, concernant la proposition d’accroître le potentiel d’approvisionnement en puissance à partir des réseaux voisins, tels l’État de New York et la Nouvelle- Angleterre, et l’optimisation de la nouvelle interconnexion de 1 250 MW reliant le poste Outaouais à l’Ontario, pour lequel le Distributeur mentionne que *le succès d’une telle initiative pourrait permettre d’ouvrir un éventuel appel d’offres aux fournisseurs localisés sur les marchés de l’Ontario*, le GRAME souhaite que l’usage de ces potentiels d’approvisionnement n’augmente pas la part d’approvisionnement en sources thermiques de la province du Québec, particulièrement celle du charbon.

4.4.2 Stratégie envisagée à plus long terme

Sur l’horizon du Plan, aucun appel d’offres de long terme n’est requis pour acquérir de nouveaux approvisionnements comportant des livraisons en base.

*Par ailleurs, puisque la gestion de la consommation vise le **déplacement de consommation entre les créneaux horaires**, ce moyen ne pourrait satisfaire qu’une portion des besoins d’hiver, ces derniers impliquant une contribution potentielle importante en énergie.*

*Par ailleurs, l’analyse menée par le Distributeur sur le potentiel d’approvisionnement en puissance à partir de chaque marché (voir l’annexe 4B) fait ressortir l’intérêt de recourir aux moyens disponibles dans les marchés voisins. L’État de New York et la Nouvelle- Angleterre sont particulièrement intéressants car d’importantes quantités de ressources y sont disponibles en hiver, lors de la pointe des besoins québécois. Compte tenu de ce constat, la stratégie d’acquisition de nouvelles ressources implique deux démarches : • **accroître le potentiel d’approvisionnement en puissance à partir des réseaux voisins** ;*

Référence : R-3748-2010, HQD-1, Document 1, Sections 4.4.2, pages 46 et 47

Le GRAME est préoccupé par l’intention du Distributeur d’accroître le potentiel d’approvisionnement en puissance à partir de réseaux voisin en hiver et ce pour satisfaire la pointe des besoins québécois. En effet, sur ces réseaux voisins, le type de ressources énergétiques est majoritairement thermique, ce qui accroît les émissions atmosphériques de la région.

Par conséquent le GRAME demandait plus de précision sur la recherche d'une autre solution que d'accroître le potentiel d'approvisionnement en puissance à partir des réseaux voisins, puisque les moyens et outils liés *la gestion de la consommation vise le déplacement de consommation entre les créneaux horaires*. Le Distributeur nous réfère à la *réponse à la question 1.a de l'ACEF de l'Outaouais à la pièce HQD-4, document 1*. Le GRAME a déjà énoncé ses commentaires concernant la réponse donnée à l'ACEF de l'Outaouais dans la section 2.2 du présent rapport.

Le GRAME y mentionnait être particulièrement satisfait que soient envisagées à court terme, soit un horizon de 5 ans, les stratégies comme le *contrôle de l'éclairage, des électroménagers, des chauffe-eau, des systèmes de chauffage à accumulation, des thermostats communicants*, lesquelles pourraient être incorporées au projet LAD. Cette démarche, en partenariat avec l'IREQ, est plus que souhaitable et démontre l'engagement de la société d'État dans l'atteinte de résultats et la réduction de la pointe hivernale.

Le GRAME est d'avis qu'éventuellement, ces options de gestion de la consommation pourront être considérées au même titre que l'option interruptible et représenter une valeur exprimée en puissance à la pointe et de fait réduire les besoins du Distributeur d'accroître ses importations.

Concernant l'option *optimiser l'utilisation de la nouvelle interconnexion de 1 250 MW reliant le poste Outaouais à l'Ontario*, le GRAME avait pris position en faveur de cette interconnexion notamment au dossier R-3610-2006. Le GRAME avait évalué que cette interconnexion permettrait d'améliorer le bilan énergétique de l'Ontario, soit de réduire sa production de source thermique et non pas d'augmenter l'usage d'électricité de provenance thermique pour le Québec.

4.4.2.1 Accroître le potentiel d'approvisionnement en puissance à partir des réseaux voisins

À cet égard, le Distributeur souhaiterait être en mesure d'effectuer des achats de puissance ferme sur le marché de l'Ontario et ainsi optimiser l'utilisation de la nouvelle interconnexion de 1 250 MW reliant le poste Outaouais à l'Ontario. Le succès d'une telle initiative pourrait permettre d'ouvrir un éventuel appel d'offres aux fournisseurs localisés sur les marchés de l'Ontario.

Référence : R-3748-2010, HQD-1, Document 1, 4.4.2.1, page 47

Concernant cette préoccupation, le GRAME demandait au Distributeur de préciser la provenance et le type de ressources constitués pour ces achats de puissance ferme envisagés pour *des achats de puissance ferme sur le marché de l'Ontario et ainsi optimiser l'utilisation de la nouvelle interconnexion de 1250 MW*.

Le Distributeur explore plusieurs possibilités d'achat de puissance, soit en Ontario ou soit provenant d'un autre marché et qui transiterait sur le réseau de l'IESO de l'Ontario. Les ressources en transit pourraient par exemple provenir des marchés de New York ou du Michigan. Le résultat des appels d'offres déterminera la provenance et le type de ressources qui contribuera aux besoins du Distributeur.

Référence : HQD-4, Document 5, Réponse à la demande de renseignements no 1 du GRAME, Q 4.6, page 27.

Concernant les opportunités d'achat de puissance à travers le réseau ontarien, le GRAME demandait de préciser de quels types de ressources, proportionnellement, (thermique : gaz naturel, mazout, charbon, hydro-électricité, éolien, etc.) il est question ?

Le GRAME demandait la même question concernant l'ensemble des possibilités qu'offre le marché de New York à titre de potentiel d'achat sur les marchés de court terme, soit de préciser le type de ressources (thermique : gaz naturel, mazout, charbon, hydro-électricité, éolien, etc.) il est question ?

Le GRAME demandait également au Distributeur, concernant l'interconnexion Dennison désignée à titre de ressource pour alimenter la charge locale, de préciser le type de ressources (thermique : gaz naturel, mazout, charbon, hydro-électricité, éolien, etc.) il est question ?

Pour toutes ces questions, le Distributeur n'a qu'une seule réponse, soit celle de référer à la réponse à la question 3.1.5. de la DDR no. 1 du GRAME :

Outre les appels d'offres qui répondent aux décrets du gouvernement du Québec spécifiant une source particulière d'approvisionnement en électricité, le Distributeur ne fait pas de distinction entre les sources d'approvisionnement.

Référence : HQD-4, Document 5, Réponse à la demande de renseignements no 1 du GRAME, Q 3.1.5,

En résumé, le Distributeur, (1) soit ne sait pas encore la provenance et le type de ressources qui pourraient contribuer aux besoins identifiés pour le cas de l'interconnexion avec l'Ontario, ou (2) ne se préoccupe pas de la provenance et du type de ressources qui pourraient contribuer aux besoins du plan d'approvisionnement pour desservir les marchés québécois.

Cependant, la réponse du Distributeur nous laisse entendre qu'il sera possible de déterminer la provenance et le type de ressources, dans le cas de l'interconnexion de l'Ontario et donc de faire un choix éclairé. Cependant, le Distributeur ne nous indique pas s'il est disposé à exercer un choix en matière de ressources énergétiques et à agir selon une politique d'achat orientée sur une priorisation des ressources renouvelables et propres.

Entre-temps, le GRAME croit opportun que le Distributeur envisage de privilégier les ressources renouvelables (Thermique, éolien, hydro-électrique, etc.) lorsqu'il envisage d'*accroître le potentiel d'approvisionnement en puissance à partir des réseaux voisins.*

À quant un portfolio d'énergies renouvelables, accouplé d'une politique d'achat pour l'approvisionnement en énergie à partir des réseaux voisins ?

L'ordonnancement des actions

4.4.2.3 Ordonnancement des actions

Préalablement au lancement d'un appel d'offres, le Distributeur s'adressera au Transporteur afin d'obtenir des indications sur le coût et le délai de réalisation des investissements en transport requis afin d'acheminer la puissance à partir des différentes alternatives d'approvisionnement possibles, incluant celles provenant des réseaux voisins. (...)

Les résultats de l'appel d'offres pourront également permettre de baliser les investissements que le Distributeur pourrait devoir consentir afin de déployer d'autres moyens pour satisfaire des besoins en puissance qui se présenteront ultérieurement, dont : les nouveaux programmes de gestion de consommation ;

- l'accroissement de la capacité d'importation avec des réseaux voisins afin d'augmenter le potentiel d'approvisionnement en puissance sur les marchés de court terme.*

Référence : R-3748-2010, HQD-1, Document 1, 4.4.2.3, page 51

Concernant l'ordonnancement des actions à la section 4.4.2.3, le Distributeur nous informe qu'il n'a pas de politique ou d'énoncé d'ordonnancement en fonction du type (thermique, renouvelables, etc.) de ressources.

Réponse : Voir la réponse à la question 3.1.5.

Référence : R-3748-2010, HQD-4, Document 5, Réponse à la demande de renseignements no 1 du GRAME, Q 4.7, page 28.

Le GRAME soumet que concernant l'ordonnancement des actions, il est souhaitable que le Distributeur privilégie des ressources d'énergies renouvelables dans son portefeuille énergétique d'approvisionnement en provenance des réseaux voisins.

Une telle politique d'ordonnancement, ajouterait de la flexibilité à une politique en choix énergétiques, tel qu'un énoncé équivalent à un portfolio de ressources renouvelables pour l'énergie en provenance des réseaux voisins.

4.1 MODIFICATIONS AU PORTEFEUILLE D'APPROVISIONNEMENT

Tel que mentionné dans sa demande d'intervention au paragraphe 29, de l'avis du GRAME, l'un des enjeux fondamentaux du Québec en matière d'approvisionnement est la préservation des acquis en matière de ressources énergétiques « propres ». En effet, la société québécoise est fondamentalement attachée au principe de production d'électricité à faibles émissions de gaz à effet de serre. Par conséquent, toute modification au portefeuille d'approvisionnement est un enjeu d'intérêt public.

Le GRAME est préoccupé par les impacts des modifications du texte des tarifs du Transporteur résultant d'une adaptation aux normes de la FERC sur le portefeuille d'approvisionnement du Distributeur et souhaite que soit considérée cette question par la Régie et le Distributeur.

Tel que mentionné dans sa demande d'intervention au paragraphe 30, l'une des modifications du texte des tarifs du Transporteur résultant d'une adaptation aux normes de la FERC concerne l'article 15.4 - *Nouvelle répartition de la production* et l'article 38.1 - *Désignation des ressources du Distributeur* du texte des Tarifs et conditions du Transporteur, alors que la validation des ressources désignées dans les plans d'approvisionnement des clients du Transporteur pour approvisionner les marchés au Québec est une responsabilité exercée par la Régie en vertu de l'article 72 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*.

Par conséquent, le GRAME souhaite que soit adoptée dès le présent dossier, une directive visant à refuser toute nouvelle répartition impliquant le bloc patrimonial du plan d'approvisionnement du Distributeur.

Tel qu'indiqué dans sa lettre du 6 janvier 2011, le GRAME soumettait qu'il est nécessaire que le plan d'approvisionnement intègre les impacts liés à la question de la fiabilité du réseau, impacts résultant de la désignation des ressources en réseau.

En effet:

« Concernant la validation des ressources désignées par les clients du Transporteur pour approvisionner les marchés au Québec, il s'agit déjà d'une responsabilité exercée par la Régie en vertu de l'article 72 de la Loi sur la Régie de l'énergie. »

La question du choix des ressources et de la validation des ressources désignées pour approvisionner les marchés au Québec relève de la compétence de la Régie et doit pouvoir être entendue par celle-ci afin qu'elle puisse exercer ses responsabilités en la matière.

Le GRAME expliquait dans sa lettre du 6 janvier 2011, que la proposition de modification à l'article 38.1 du Texte des tarifs et conditions, qui concerne la désignation des ressources du Distributeur, prévoit que « *Les centrales pouvant servir à alimenter la charge locale du Distributeur en date du 1er janvier 2001 font partie des ressources désignées du Distributeur tant que le Distributeur ne fournira pas un avis écrit à l'effet contraire au Transporteur* » et que : « *L'amendement précise que les centrales qui pouvaient servir à alimenter la charge locale du Distributeur en date du 1er janvier 2001 font partie des ressources désignées du Distributeur par le seul effet des Tarifs et conditions. Cet élément précise qu'une ressource désignée peut également servir aux fins du partage des réserves avec un réseau voisin, ce qui réciproquement, permet également à une ressource désignée par un réseau voisin, de servir aux fins d'un programme de partage des réserves avec le transporteur.* »

De plus, la modification proposée par le Transporteur à l'article 15.4 du Texte des Tarifs et conditions précise que : « *Dans les cas qui permettent une nouvelle répartition le Transporteur ne peut refuser déraisonnablement d'effectuer lui-même une nouvelle répartition ou de permettre au client du service de transport de prendre des dispositions pour qu'une nouvelle répartition soit effectuée à partir des ressources d'un tiers* ».

Le GRAME abordait cette question, en lien direct avec le plan d'approvisionnement du Distributeur, afin de savoir s'il sera possible pour le Distributeur, dans le cas où le Transporteur souhaite modifier la répartition des ressources du Distributeur, de refuser cette nouvelle répartition de ses ressources.

Selon le GRAME, le problème avec la mise en place d'une nouvelle répartition implique le fait que toutes les unités de production raccordées au réseau du Transporteur ou accessibles via une interconnexion pourraient servir à une nouvelle répartition. Rappelons que les ressources désignées du Distributeur comprennent l'ensemble des centrales désignées pour le bloc patrimonial de 165 TWh.

2) Informations ayant trait aux ressources :

Hydro-Québec Distribution (le «Distributeur») dispose de différents moyens pour répondre aux besoins de la charge locale.

- a) Électricité patrimoniale: L'électricité patrimoniale rendue disponible par Hydro-Québec Production correspond à un volume annuel maximum de 165 TWh et à une puissance de 34 342 MW, plus une puissance en réserve estimée à 3 100 MW. Les tableaux ci-joints présentent les ressources qu'Hydro-Québec Production entend mettre à contribution pour livrer les 165 TWh :

Référence : Plan des charges et des ressources pour la période, 2009-2019 HQT-8, document 5.1, (en liasse)

On retrouve également au dossier R-3669-2008, phase 2,, la liste des ressources désignées du Distributeur pour l'alimentation de la charge locale HQT-8, document 6.2 (en liasse), correspondant au bloc patrimonial du plan d'approvisionnement.

En résumé, le Transporteur pourrait, dans le cas où il effectue lui-même une nouvelle répartition des ressources, utiliser des quantités d'énergie et de puissance en provenance des marchés de court terme, dont les marchés hors Québec, au lieu par exemple d'utiliser l'énergie en provenance du bloc patrimonial, pour approvisionner les marchés Québécois. Le Plan

d'approvisionnement du Distributeur ne serait plus le reflet de la réalité, mais deviendrait un outil fictif, basé sur du non réel.

Cependant, le GRAME est d'avis que le Distributeur pourrait, via son plan d'approvisionnement, proposer un libellé pour refuser l'usage de son bloc patrimonial, qui serait par la suite transmis pas écrit au Transporteur.

La Régie se prononce comme suit sur la question des ressources désignées par le distributeur :

[71] *« En lien avec les articles 15.4 et 38.1 des Tarifs et conditions d'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur), le GRAME souhaite que le Distributeur adopte une directive visant à accepter une nouvelle répartition de la production seulement si celle-ci provient de ressources renouvelables.*

[72] *Le Distributeur est d'avis que ce sujet dépasse le cadre des plans d'approvisionnement, car il s'agit d'une question de fiabilité du réseau de transport et non d'approvisionnement du Distributeur.*

[73] *Le GRAME réplique que le plan d'approvisionnement doit intégrer les impacts liés à la question de la fiabilité du réseau. Il veut vérifier la possibilité pour le Distributeur, par l'entremise de son plan d'approvisionnement, de proposer au Transporteur un libellé permettant de limiter l'usage de ses ressources désignées en lui transmettant un avis écrit à cet effet.*

[74] *Par ailleurs, le GRAME souhaite s'assurer que la contribution des marchés de court terme soit utilisée en minimisant le recours à des ressources non renouvelables »*

[75] *Les plans d'approvisionnement indiquent clairement les quantités d'énergie et de puissance que le Distributeur compte acquérir et revendre sur les marchés de court terme, dont les marchés hors Québec. La Régie est d'avis que le débat peut porter sur ces questions. Cependant, les questions relatives aux répartitions de ressources en vertu des tarifs et conditions du Transporteur ne relèvent pas du présent dossier.*

Selon la décision de la Régie, *Les plans d'approvisionnement indiquent clairement les quantités d'énergie et de puissance que le Distributeur compte acquérir et revendre sur les marchés de court terme, dont les marchés hors Québec. La Régie est d'avis que le débat peut porter sur ces questions.*

Par conséquent, le GRAME réitère que la répartition des ressources, en vertu des modifications des tarifs et conditions du Transporteur qui elles ne relèvent pas du présent plan d'approvisionnement, et nous le comprenons, aura un impact non pas sur les *quantités d'énergie et de puissance que le Distributeur compte acquérir et revendre sur les marchés de court terme, dont les marchés hors Québec*, mais sur les quantités d'énergie et de puissance que le Distributeur **utilisera pour satisfaire les besoins des marchés québécois.**

En effet, le Distributeur ne fera pas l'acquisition de ces énergies en provenance de la zone de réglage des marchés hors Québec. De fait, le Distributeur se retrouverait dans la situation où il achèterait une ressource, celle du bloc patrimonial, mais s'en ferait livrer une autre.

Par conséquent, le GRAME réitère que la question du choix des ressources relève de la compétence de la Régie et doit pouvoir être entendue par celle-ci afin qu'elle puisse exercer ses responsabilités en la matière.

Le GRAME est d'avis que la Régie doit d'une part d'abord donner son autorisation, dans le cadre du plan d'approvisionnement du Distributeur, pour que les ressources du bloc patrimonial puisse être utilisées à d'autres fins que pour l'approvisionnement des marchés québécois.

La Régie doit également avoir droit de regard sur la provenance (les marchés de court terme, dont les marchés hors Québec) et la quantité d'énergie et de puissance que le Distributeur **compte utiliser pour approvisionner** les marchés québécois.

Pour résoudre cette problématique, le GRAME est d'avis que le Distributeur pourrait, via son plan d'approvisionnement, proposer un libellé limitant l'usage de son bloc patrimonial, qui serait par la suite transmis pas écrit au Transporteur.

Dans le cadre de la décision qu'elle aura à rendre, le GRAME demande à la Régie de donner son avis sur les questions suivantes, soit :

- 1. Le plan d'approvisionnement doit-il être le reflet des ressources utilisées en temps réel pour approvisionner les marchés Québécois ?**
- 2. Le bloc patrimonial peut-il faire l'objet d'échanges par une tierce partie, le Transporteur, sans que la Régie ne donne son accord en vertu de l'article 72 de la *Loi sur la Régie*, portant sur l'approbation du plan d'approvisionnement ?**

4.2 ACQUIS EN MATIÈRE D'APPROVISIONNEMENT EN ÉNERGIE RENOUVELABLE

Tel que mentionné dans sa demande d'intervention au paragraphe 33, de même qu'en lien avec les paragraphes 14 et 32 de sa demande, le GRAME est en faveur de conserver les acquis en matière d'approvisionnement en énergie de sources renouvelables, comme le démontre la preuve au dossier, avec la signature de contrats d'énergie produite par cogénération à la biomasse, le programme d'électricité produite par des petites centrales hydrauliques, la mise en service d'énergie de source éolienne ainsi que les approvisionnements de source hydro-électrique conventionnelle. Le GRAME souhaite s'assurer que ces acquis soient maintenus et qu'une place ciblée soit réservée à ces ressources.

Tout d'abord nous aborderons dans quelle optique le GRAME demande à la Régie de préserver les acquis du Québec en matière d'approvisionnement en énergies renouvelables et de réserver une place ciblée à ces ressources. Par la suite, seront abordés les programmes de micro-production et de petites centrales hydrauliques.

Approvisionnement et programmes d'achat d'électricité

Dans sa correspondance datée du 6 janvier 2011, le GRAME énonçait plus précisément ses orientations concernant la question des approvisionnements de sources renouvelables en lien avec sa demande de réserver une place ciblée à certaines ressources, énoncées aux paragraphes 14, 32 et 33 de sa demande d'intervention.

Le GRAME y mentionnait que le gouvernement peut effectivement déterminer par règlement des blocs d'énergie pour une source d'énergie particulière, de même que les caractéristiques des contrats nécessaires pour satisfaire les marchés québécois, mais qu'ils seront soumis également à l'approbation de la Régie, en vertu de l'article 72 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*.

La Régie approuve les plans d'approvisionnement, ainsi que les principales caractéristiques des contrats que le Distributeur entend conclure.

De l'avis du GRAME, cette demande respecte l'article 74.1 de la Loi, soit celle de réserver une place minimale à ces ressources dans le cadre de son plan d'approvisionnement, puisque la procédure d'appel d'offres et d'octroi doit notamment : « 1° permettre (...) la participation de tout fournisseur intéressé ; 2° accorder un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement de même qu'à des projets d'efficacité énergétique (...) ».

Dans la lettre du 6 janvier 2011, le GRAME citait, à titre d'exemple, les projets de cogénération à la biomasse, les projets de petites centrales hydroélectriques et les projets d'efficacité énergétique, qui selon la procédure d'appel d'offres et d'octroi permettent la participation de tout fournisseur intéressé (article 74.1, al. 2, par.1), concluant qu'une démarche d'identification de ces fournisseurs et de potentiel existant de ces projets n'irait pas à l'encontre de l'article 74.1 de la *Loi sur la Régie*, en autant que l'appel d'offres établisse un « ..traitement équitable et impartial des fournisseurs participant à un appel d'offres ».

D'autres mesures que celle de l'identification de ces fournisseurs et du potentiel existant pourraient également être mises en place afin de favoriser l'atteinte d'un objectif ciblé.

Le GRAME terminait en précisant que *la détermination d'un objectif minimal ciblé constituerait un incitatif pour le Distributeur à trouver et à développer ce potentiel pour chacune de ces ressources d'approvisionnement. Le GRAME ne demande pas qu'une place formelle soit réservée lors des appels d'offres, puisque qu'un traitement égal (article 74.1, al.2, par. 2) doit être accordé à toutes les sources d'approvisionnement et aux projets d'efficacité énergétique, mais plutôt que le Distributeur ait un objectif à atteindre et que des efforts concrets soient mis en place pour que cet objectif soit atteint.*

La Régie s'est prononcée sur cet enjeu dans sa décision procédurale D-2011-011 en précisant « *...que le sujet des sources renouvelables est pertinent, mais qu'il doit être abordé en prenant en considération le cadre légal, dont l'article 74.1 de la Loi auquel le Distributeur et le GRAME font tous deux référence.*

Le Programme d'achat d'électricité

Tel que mentionné dans sa demande d'intervention au paragraphe 14, le GRAME souhaite s'assurer que soit réservée une place ciblée minimale pour le programme d'achat d'électricité lié à la croissance de la part de la cogénération à la biomasse et la part de l'électricité provenant de petites centrales hydroélectriques de moins de 50 MW.

Outre les énoncés du GRAME concernant le lien avec l'article 74.1 de la Loi sur la Régie en début de section 4, cette section aborde le programme d'achat sous un autre angle, et en complète l'analyse.

La Régie se prononçait également sur cet enjeu en précisant « *...que le sujet des sources renouvelables est pertinent, mais qu'il doit être abordé en prenant en considération le cadre légal, dont l'article 74.1 de la Loi auquel le Distributeur et le GRAME font tous deux référence.* »

À cet égard, la Régie précisait le cadre d'intervention du GRAME concernant les sujets reliés à la production décentralisée et énonçait que : *[68] La Régie est d'avis que les sujets reliés à la production décentralisée et à la microproduction peuvent être examinés dans le présent dossier. Comme pour le dossier relatif au plan d'approvisionnement précédent, les enjeux reliés à ce type de production seront limités à leur potentiel technique et économique dans le contexte énergétique québécois..*

Dans la section I du présent rapport, le GRAME identifie le lien entre la présence d'un programme, le PAE 2009-01, la Stratégie énergétique du Québec et le contexte énergétique et législatif québécois. En effet, ce programme découle directement du décret-336-2009 (25 mars 2009 et le *Règlement sur la capacité maximale de production visée dans un programme d'achat d'électricité pour des petites centrales hydroélectriques*), étant l'outil législatif, le moyen que s'est donné l'État pour atteindre ses objectifs.

Tel que mentionné à la section I, le Plan d'approvisionnement démontre que 23MW de puissance ont été contractés et que 127 MW sont en cours d'acquisition pour un total de 150 MW, selon les données pour le programme PAE 2009-01.

La question que doit se poser la Régie est si le Distributeur doit attendre un autre décret gouvernemental, ou une orientation gouvernementale qui viendrait s'ajouter ultérieurement, afin de retenir un objectif plus ambitieux que 150 MW pour son programme d'achat d'électricité pour des petites centrales hydroélectriques de moins de 50 MW.

Si on se fie au Décret 337-2009 du 25 mars 2009 concernant les préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées à la Régie de l'énergie à l'égard d'un programme d'achat d'électricité pour des petites centrales hydroélectriques, on se rend compte du lien étroit entre les objectifs de la Stratégie énergétique et le rôle de la Régie en vertu notamment « ..*du deuxième alinéa de l'article 72 de cette loi (Loi sur la Régie de l'énergie), la Régie, pour l'approbation des plans d'approvisionnement du distributeur d'électricité, tient compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales que peut lui indiquer le gouvernement par décret* ».

Par ailleurs, il est clairement prévu au décret 337-2009, que c'est en vertu de la Stratégie énergétique du Québec 2006-2015 que le Décret prend sa source et son intérêt.

Le Décret 337-2009 indique spécifiquement l'objectif du programme d'achat visant un bloc de 150 MW issu de projets communautaires, soit « ...***de laisser aux municipalités et aux milieux intéressés, la possibilité de développer des projets de petites centrales hydroélectriques de 50 MW et moins dans la mesure où ils sont appuyés par le milieu, génèrent des bénéfices pour leur région et sont sous le contrôle de la communauté*** ».

Cet objectif s'inscrit également en lien direct avec le rôle de la Régie dans l'exercice de ses fonctions, soit *l'intérêt public et la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable et d'équité au plan individuel comme au plan collectif*.

Extrait

Article 5, de la Loi sur la Régie de l'énergie

5. 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.

1996, c. 61, a. 5; 2000, c. 22, a. 4.

De plus, ce Décret émis par le gouvernement vise directement l'intérêt public en énonçant les préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées à la Régie de l'énergie à l'égard d'un programme d'achat d'électricité pour des petites centrales hydroélectriques.

Reste maintenant à déterminer si le paragraphe 4 de ce même décret doit être considéré comme limitatif ou comme un minimum à atteindre.

En effet, le paragraphe 4 du Décret 337-2009 énonce que dans le but d'assurer un développement optimal, au bénéfice des régions (objectif de développement durable), *le gouvernement croit opportun qu'un programme d'achat visant un bloc de 150 MW issu de projets communautaire, soit mis en place.*

Il est clair que l'objectif poursuivi par le gouvernement est le développement optimal de cette filière, mais qu'il doit être réservé aux communautés afin de favoriser leur développement et que pour démarrer le processus, une quantité doit être fixée, comme minimum à atteindre. Le Décret 337-2009 ne limite aucunement le Distributeur à mettre en place un programme qui permettrait l'ajout d'autres projets au-delà des 150 MW.

Par conséquent, le GRAME recommande qu'un minimum soit réservé, à l'horizon du plan d'approvisionnement, soit 2020, à l'égard d'un programme d'achat d'électricité pour des petites centrales hydroélectriques de moins de 50 MW.

Ce minimum devrait être établi sur la base d'une recherche des besoins, suite à des consultations avec les communautés, afin de favoriser leur développement et d'identifier les opportunités.

Le Décret 337-2009 précise, pour le bloc de 150 MW, l'établissement d'un prix concurrentiel. De plus, le Décret 337-2009 réitère un objectif au paragraphe 9, soit celui de poursuivre l'émergence de la production d'électricité provenant d'une source renouvelable.

Extrait

Décret 337-2009, 25 mars 2009

CONCERNANT les préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées à la Régie de l'énergie à l'égard d'un programme d'achat d'électricité pour des petites centrales hydroélectriques

(...)

ATTENDU QUE, en vertu du deuxième alinéa de l'article 72 de cette loi, la Régie, pour l'approbation des plans d'approvisionnement du distributeur d'électricité, tient compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales que peut lui indiquer le gouvernement par décret;

ATTENDU QUE, dans la Stratégie énergétique du Québec 2006-2015, L'énergie pour construire le Québec de demain, rendue publique le 4 mai 2006, le gouvernement a énoncé comme objectif de laisser aux municipalités et aux milieux intéressés, la possibilité de développer des projets de petites centrales hydroélectriques de 50 MW et moins dans la mesure où ils sont appuyés par le milieu, génèrent des bénéfices pour leur région et sont sous le contrôle de la communauté;

(...);

ATTENDU QU'il y a lieu d'indiquer à la Régie de l'énergie les préoccupations économiques, sociales et environnementales à l'égard d'un programme d'achat d'électricité pour des petites centrales hydroélectriques;

(...)

4. Afin d'assurer un développement optimal de ces projets de petite centrale hydroélectrique au bénéfice des régions, le gouvernement croit opportun qu'un programme d'achat visant un bloc de 150 MW issu de projets communautaires, établissant notamment un prix concurrentiel, indexé annuellement, soit mis en place.

9. Afin de poursuivre l'émergence de la production d'électricité provenant d'une source renouvelable telle que définie dans le Règlement sur la capacité maximale de production visée dans un programme d'achat d'électricité pour des petites centrales hydroélectriques du distributeur d'électricité, le coût d'achat d'électricité provenant du programme doit être pris en compte dans l'établissement du coût de service du distributeur d'électricité.

Considérant l'engouement du programme PAE-2009-01 suscité par les soumissionnaires, soit 31 soumissions totalisant 356 MW, et que seuls « ... *treize projets pour un total de 150 MW de puissance installé* » ont été retenus, le GRAME a demandé au Distributeur s'il entendait procéder à un deuxième appel d'offres.

Rappelons tout d'abord que le programme d'achat d'électricité provenant de petites centrales hydroélectriques de 50 MW et moins découlait du Règlement sur la capacité maximale de production visée dans un programme d'achat d'électricité pour des petites centrales hydroélectriques. Ce règlement a été adopté par le gouvernement du Québec afin de soutenir le développement de projets de petites centrales hydroélectriques au bénéfice des régions du Québec. Il visait l'acquisition, par Hydro-Québec Distribution, d'un bloc d'énergie produit au Québec à partir de nouveaux projets hydroélectriques communautaires ou autochtones, pour une capacité totale installée de 150 MW.

À l'heure actuelle, aucun autre programme d'achat d'électricité pour les petites centrales hydroélectriques n'a été annoncé par le gouvernement. Ainsi, en l'absence d'un nouveau bloc décrété par le gouvernement, le bilan en énergie du Distributeur pour les prochaines années ne justifie pas de procéder à un appel d'offres pour de l'énergie offerte sur une base annuelle.

Référence : HQD-4, Document 5, Réponse à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 3.1, page 12

Premièrement, rappelons que c'est le Décret 337-2009, daté du 25 mars 2009, *CONCERNANT les préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées à la Régie de l'énergie à l'égard d'un programme d'achat d'électricité pour des petites centrales hydroélectriques* qui propose un programme de 150 MW et que le gouvernement y précise qu'il «croit opportun qu'un programme d'achat visant un bloc de 150 MW issu de projets communautaires, établissant notamment un prix concurrentiel, indexé annuellement, soit mis en place ».

Le Règlement sur la capacité maximale de production visée dans un programme d'achat d'électricité pour des petites centrales hydroélectriques énonce quant à lui la limite par projet, soit de 50 MW.

Outre l'attente d'un nouveau décret, le GRAME trouve opportun, compte tenu de l'engouement du programme PAE-2009-01 suscité par les soumissionnaires (31 soumissions totalisant 356 MW), de cibler à l'horizon 2020 un objectif minimum pour ce type de ressource qui s'inscrirait en lien direct avec celui de poursuivre l'émergence de la production d'électricité provenant d'une source renouvelable inscrite dans la Stratégie énergétique et le rôle de la Régie dans l'exercice de ses fonctions, soit *l'intérêt public et la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable et d'équité au plan individuel comme au plan collectif*.

Nous comprenons cependant que ces objectifs, énoncés dans la Stratégie énergétique et dans le Décret 336-2009, sont indépendants du programme proposé d'achat d'électricité pour des petites centrales hydroélectriques de moins de 50 MW, mais que l'énoncé concernant l'établissement d'un prix concurrentiel ne lie le Distributeur que pour ce bloc de 150 MW.

Le problème dans l'établissement d'un minimum réservé à ces ressources vient du fait que le Distributeur ne pourra pas favoriser directement, lors d'appel d'offres éventuel, l'émergence de la production d'électricité provenant d'une source renouvelable.

Entre-temps, soit dans l'attente d'un nouveau Décret, s'il y avait de nouveaux besoins en énergie, d'autres alternatives s'offrent au Distributeur, soit celles d'un accompagnement et d'un suivi des projets qui ont déjà été soumis, afin d'aider les communautés à profiter d'éventuels appels d'offres, lorsque les besoins du Distributeur se confirmeront.

Nous comprenons également que le Distributeur ne pourra pas favoriser financièrement ces projets, par rapport aux autres soumissionnaires, ce qui n'empêche pas le Distributeur de se doter d'un objectif sociétal afin d'encourager l'émergence de la production d'électricité provenant de source renouvelable, autre que la grande hydraulique.

Rappelons que la diversification des ressources et leur complémentarité est sans l'ombre d'un doute un élément important d'une stratégie d'approvisionnement pour une nation.

Le GRAME recommande que soit menée une consultation auprès des communautés afin de connaître l'ensemble des opportunités dans le domaine des énergies renouvelables, comme pour la petite hydraulique de moins de 50 MW et de tout autre type de projet de production d'énergie renouvelable, telles la cogénération à la biomasse et la micro-production.

Par la suite, le GRAME recommande que sur la base de cette consultation, soient mis en place des objectifs sociétaux de long terme pour chacune des ressources identifiées.

Cogénération à la biomasse

Concernant la cogénération à la biomasse, le GRAME constate que les objectifs du Décret 916-2008 visant l'acquisition de 150 MW de puissance n'ont pas été atteints, même avec le délai accordé par le décret 9-2009, daté du 7 janvier 2009. Donc, contrairement à ce qui s'est produit avec le programme de petites centrales hydrauliques, où les offres de fourniture dépassent la demande, l'atteinte de 150 MW semble plus difficile à réaliser dans les conditions énergétiques actuelles au Québec puisque (...) *les soumissionnaires n'ont pas atteint le niveau recherché dans l'appel d'offres A/O 2009-01 pour de l'énergie produite par de la cogénération à la biomasse, (...)*»

«4.2.2.2 Modifications au portefeuille d'approvisionnement

Depuis l'état d'avancement 2009, le portefeuille d'approvisionnement du Distributeur a connu les changements suivants : signature de six contrats d'énergie produite par cogénération à la biomasse, totalisant 51,9 MW. Ce résultat remplace une estimation basée sur les objectifs du décret qui visait l'acquisition de 150 MW de puissance produite par de la biomasse ;»

Référence : HQD-1, doc.1, section 4.2.2.2, p.33

À cet égard, le Distributeur ne peut expliquer les raisons pour lesquelles les soumissionnaires n'ont pas atteint le niveau recherché dans l'appel d'offres.

Le Distributeur n'a aucun contrôle à l'égard des soumissions qui lui sont déposées dans le cadre des appels d'offres. Le Distributeur compose avec les soumissions qu'il reçoit lors du dépôt des soumissions.

Dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2009-01, le Distributeur a reçu dix soumissions qui totalisaient 65,6 MW et a signé six contrats pour un total de 51,9 MW.

Référence : HQD-4, Document 5, Réponse à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 4.1.3, page 30.

Le GRAME recommande que soient identifiées les raisons de ce manque d'intérêt afin que des solutions soient envisagées, comme l'offre d'accompagnement ou même la recherche de soumissionnaires via les différents organismes représentant les différents secteurs de marché.

Micro-production

Tel que mentionné dans sa demande d'intervention au paragraphe 32, en lien avec le portefeuille d'approvisionnement et le développement d'un programme d'achat d'électricité auprès de micro-producteurs de moins de 1 MW, le GRAME souhaite s'assurer que le plan d'approvisionnement 2011-2020 intègre adéquatement les préoccupations exprimées dans la *Stratégie énergétique du Québec 2008-2015*.

Le programme de micro-production ne s'inscrit pas dans une obligation d'ouvrir un appel d'offres en lien avec l'article 74.1 de la Loi sur la Régie de l'énergie, même si la micro-production pourrait y être assujettie également dans les cas où un appel d'offres est ouvert à tout fournisseur.

Le GRAME énonçait les principes sous-jacents à son intervention concernant le programme d'achat d'électricité auprès de micro-producteurs de moins de 1 MW, dans sa correspondance datée du 6 janvier 2011. On y soumettait que *la Loi n'empêche pas le Distributeur d'acheter ce type d'électricité par le biais de la procédure d'appel d'offres* et que par conséquent, il est pertinent de se pencher sur le potentiel technique et économique de la micro-production, dans le contexte énergétique québécois, en lien avec le développement éventuel de ce programme dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2011-2020 et les préoccupations déjà exprimées par le gouvernement dans la *Stratégie énergétique du Québec 2008-2015*.

Également, le GRAME rappelle que l'article 74.3, qui s'applique à l'égard de l'électricité produite à partir d'une installation dont la capacité maximale de production est fixée par règlement du gouvernement, lui permet de passer outre la procédure d'appel d'offres pour un programme d'achat d'électricité renouvelable, dans la mesure où les modalités sont approuvées par la Régie. Le Distributeur énonce qu'il en proposera les modalités : « *..le Distributeur proposera à la Régie les modalités applicables à ce programme d'achat.* ».

Dans sa décision D-2011-011, la Régie précisait le cadre d'intervention du GRAME concernant la micro-production et énonçait que : [68] *La Régie est d'avis que les sujets reliés à la production décentralisée et à la microproduction peuvent être examinés dans le présent dossier. Comme pour le dossier relatif au plan d'approvisionnement précédent, les enjeux reliés à ce type de production seront limités à leur potentiel technique et économique dans le contexte énergétique québécois.*

Analyse et contexte du Québec

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 micro-producteurs dont la puissance est inférieure à 1 MW.

Ainsi, il y est spécifié :

« Cette disposition a pour objectif de permettre à des PME et à des coopératives de réaliser des projets de production d'énergie de petite capacité, sans pour autant avoir à répondre à un appel d'offres spécifique d'Hydro-Québec.

(...)

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 »

Référence : Stratégie énergétique du Québec, p. 78

Dans le dossier R-3648-2007, le Distributeur faisait part d'échanges informels avec des intervenants susceptibles d'être intéressés par la microproduction :

«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 : R-3648-2008, HQD-3, Document 6, p. 26

Malheureusement, dans le présent dossier, le Distributeur a confirmé que ces échanges ne se sont pas poursuivis par la suite :

Question 4.1.1 D'autres échanges et discussions exploratoires ont-ils eu lieu depuis ? Sinon, veuillez préciser pour quelles raisons ?

Le Distributeur n'a pas eu d'autres échanges avec les intervenants susceptibles d'être intéressés puisque les échanges passés ont permis de répondre aux besoins du Distributeur.

Référence : HQD-4, Document 5, Réponse à la demande de renseignements no 1 du GRAME, RDDR 4..1.1, page 29

Pourtant, des intervenants du milieu agricole ont poursuivi leur réflexion. À cet effet, la firme ÉcoRessources Consultants a rédigé, en octobre 2008, une étude sur l'*Analyse des opportunités de microproduction d'électricité renouvelable en milieu agricole et forestier* pour l'Union des producteurs agricoles.

Cette étude s'est réalisée dans un contexte où l'augmentation du coût de l'énergie est source de préoccupation auprès des producteurs agricoles. Ainsi, les parts des dépenses consacrées à l'énergie ont augmenté considérablement depuis 2002 pour les fermes porcines, laitières et les grandes cultures.

Une des principales problématiques de la microproduction est la rentabilité économique des projets (coût d'infrastructure pour l'installation des équipements et pour l'interconnexion au réseau) . La rentabilité des projets dépendrait entre autres des prix offerts pour la vente d'électricité produite.

Le rapport de la firme ÉcoRessources Consultants identifie des facteurs à considérer pour le développement d'un tel programme au Québec et sa mise en œuvre. Ces facteurs sont :

Les conditions politiques :

La mise en place d'un tel programme ne peut se faire que dans le cadre d'une vision politique qui encourage le développement des énergies renouvelables et des projets de microproduction communautaires et agricoles. Cette volonté se reflète en partie dans la Stratégie énergétique du Québec 2006-2015 (MRNF, 2006) et le Plan d'action 2006-2012 contre les changements climatiques (MDDEP, 2006).

L'obligation d'achat :

L'étude révèle que pour toutes les juridictions qu'elle a recensées (Amérique du Nord, Europe), il existe une réglementation qui oblige les fournisseurs et les services publics à racheter l'électricité des microproducteurs éligibles. Dans certaines juridictions, les fournisseurs sont obligés de donner priorité d'accès au réseau aux projets communautaires et aux projets d'énergie renouvelable.

La durée des contrats offerts :

15 à 20 ans : Un contrat à long terme est essentiel pour inciter les développeurs et les bailleurs de fonds à s'engager dans de tels projets afin de rentabiliser les investissements importants.

La limite maximale de capacité admissible pour tout le programme :

Sans limite. Pour encourager le développement de la microproduction, l'étude recommande de ne pas imposer de limite maximale (capacité totale de tous les projets). C'est le cas pour l'Ontario. Cependant, les coûts liés à la mise en œuvre d'un programme sans limite maximale sont difficiles à prévoir.

La taille maximale d'un projet admissible au programme :

L'étude propose une limite maximale de 10 MW par projet pour permettre sa rentabilité. C'est le cas pour l'Ontario, tel qu'établi par l'Ontario Power Authority.

Les tarifs offerts dans le cadre du programme :

L'étude propose des tarifs de rachat selon le prix de revient des installations et selon les filières énergétiques : éolienne (13 ¢/kWh), solaire (42 ¢/kWh), biogaz (14 à 16 ¢/kWh), biomasse agricole et forestière (13 ¢/kWh).

Les frais d'interconnexion au réseau :

Les frais d'interconnexion au réseau constituent un frein important au développement de projets de microproduction. Ces frais doivent être abordables et prévisibles.

L'étude propose que le producteur d'électricité paye uniquement le coût des équipements nécessaires au raccordement au réseau.

La simplicité et l'efficacité des processus administratifs du programme :

Le processus d'application au programme doit être simple, rapide et efficace pour encourager la participation maximale au programme.

Le soutien technique et financier :

Mise en place de programme de sensibilisation, de soutien technique et de soutien financier. Il va de soi que la production potentielle provenant de la microproduction est très petite comparativement à la production provinciale d'électricité. Les avantages de la microproduction seraient d'ordre environnemental (par exemple 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) et d'être plus acceptables socialement que les projets de grandes infrastructures.

De plus, la microproduction en milieu agricole peut favoriser le développement rural et la création d'emplois en plus de palier à l'augmentation du coût des énergies fossiles.

Le Réseau des ingénieurs du Québec appuie le développement de la microproduction :

« Bien que les coûts paraissent élevés, il ne faut pas écarter ces options à priori, mais supporter leur développement de façon raisonnable. Les objectifs de ces nouvelles filières de microproduction d'électricité ne doivent donc pas être considérés uniquement en termes économiques, mais également en termes environnementaux et sociaux. Le développement de la microproduction d'électricité au Québec peut procurer de nombreux avantages à aux communautés locales, ainsi qu'à la population en général :

- diversifier les sources d'énergie ;*
- favoriser la sécurité énergétique du Québec par cette diversification ;*
- soutenir le développement rural et la création d'emplois par le développement des technologies, l'implantation et l'entretien des installations ;*
- favoriser le développement de nouvelles technologies, inciter la recherche et l'investissement dans le développement de nouvelles technologies ;*
- diversifier les revenus par la revente d'électricité. »*

Référence : ÉcoRessources Consultants, Analyse des opportunités de microproduction d'électricité renouvelable en milieu agricole et forestier, p. 80

Pénalités liées au maintien de la contribution en énergie

«7.2.2 Pénalités liées au maintien de la contribution en énergie

Le Distributeur insère dans ses contrats des clauses comportant des pénalités liées au maintien de la contribution en énergie. Ainsi, après la date de mise en service, les fournisseurs doivent garantir leur contribution effective en énergie annuelle.

Par exemple, dans les contrats signés relativement à l'appel d'offres A/O 2009-01 pour de l'énergie produite par de la cogénération à la biomasse, lorsque les fournisseurs sont en défaut de livrer la quantité d'énergie annuelle prévue au contrat, ils doivent payer des dommages à chaque année. Le montant des dommages correspond au produit de la quantité d'énergie manquante multipliée par la différence entre, d'une part, la moyenne du coût de remplacement de l'énergie et, d'autre part, le prix que le Distributeur aurait payé au fournisseur en vertu du contrat.»

Référence : R-3748-2010,_HQD-1, doc. 1, section 7.2.2, p. 63

Le GRAME est préoccupé par la question des pénalités, telles que décrites, puisque comme le mentionne la preuve du Distributeur, dans le cas de l'énergie produite à partir de la cogénération à la biomasse, soit le cas de l'appel d'offres A/O 2009-01, *lorsque les fournisseurs sont en défaut de livrer la quantité d'énergie annuelle prévue au contrat, ils doivent payer des dommages à chaque année.* En effet, de telles pénalités peuvent être à la source du peu de soumissionnaires.

Le Distributeur nous précise, en réponse à une demande du GRAME, que ces pénalités sont prévues pour assurer, *que les conséquences, en cas de défaut d'un fournisseur, soient à un coût presque nul pour sa clientèle.*

De plus, selon le Distributeur, il n'y aurait pas de lien *entre ces pénalités et le nombre de soumissionnaires qui ont déposé des soumissions dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2009-01.*

Le GRAME constate que le Distributeur n'a pas répondu expressément aux causes de l'absence de lien entre les pénalités et le nombre de soumissionnaires, laissant cette question en suspens, de sorte qu'il est toujours possible de chercher les causes de ce manque de soumissionnaires.

Le GRAME recommande que soit réalisée une courte revue des causes liées au manque de soumissionnaires. Cette revue pourrait comprendre un questionnaire et un sondage auprès des soumissionnaires potentiels.

Enfin, comme il a été mentionné dans la preuve du GRAME au dossier R-3648-2007, le GRAME rappelle que le Distributeur pourrait éventuellement tirer profit du marché des Certificats d'énergie renouvelable (CER) en l'élargissant au contexte de la microproduction, ou à tout le moins en comptabilisant la réduction des GES ainsi réalisée et en les conservant pour ses besoins en la matière.

En conclusion, le GRAME réitère qu'une étape préalable au succès d'un tel programme est nécessaire afin d'identifier le potentiel technique et économique de micro-production de moins de 1 MW dans le contexte énergétique québécois.

Le GRAME demande au Distributeur de procéder à un balisage du potentiel technique et économique de la micro-production de moins de 1 MW dans le contexte énergétique québécois.

CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

PLAN D'APPROVISIONNEMENT – RÉSEAU INTÉGRÉ

Enjeu 1. Intégration des concepts de développement durable au plan d'approvisionnement 2011-2020

Le GRAME est d'avis que l'évolution du plan d'approvisionnement suit de près l'ensemble des objectifs de la Stratégie énergétique. Cependant, des enjeux sont à prévoir soit : (1) compléter le jumelage éolien-diesel en priorité, (2) réserver une place à la diversification des sources d'approvisionnement renouvelables, qui servent de levier économique aux régions et aux communautés locales et autochtones, (3) et développer de nouvelles technologies (efficacité, réduction de la demande, efficacité énergétique, nouvelles ressources propres, nouveaux moyens de transport (électrification) etc.) afin de notamment de réduire la demande et avoir suffisamment de ressources renouvelables et propres pour rencontrer de nouveaux enjeux de société, comme la réduction de la dépendance au pétrole.

ENJEU .2 PRÉVISION DE LA DEMANDE

2.1 Impact de l'augmentation du prix de l'électricité patrimoniale

Le GRAME recommande à la Régie de valider l'impact de la hausse de l'électricité patrimoniale sur la prévision de la demande du plan d'approvisionnement (2011-2020), pour le secteur résidentiel en fonction de scénarios de hausses différenciées de la première et de la deuxième tranche ou/et de la redevance d'abonnement.

2.2 Variations dans les besoins en puissance et disponibilité de la ressource

Le GRAME recommande d'agir avec prudence et de réviser l'impact des économies d'énergie à la fois sur les ventes et sur les besoins en puissance et puissance à la pointe d'hiver du projet CATVAR.

Le GRAME recommande de revoir à la baisse l'estimation des résultats de 2 TWh afin de tenir compte de l'impact de la présence d'un biais dans le calcul des économies d'énergie projetées. Ce biais serait de l'ordre de 15 à 25 % des économies envisagées, soit entre 0,300 TW et 0,500 TW.

Le GRAME est satisfait des réponses fournis du Distributeur à l'égard du développement d'options de gestion de la consommation liée aux compteurs intelligents

2.3 Impact potentiel d'une offre de tarification dynamique sur la prévision de la demande

Le GRAME accueille favorablement l'intention du Distributeur d'offrir en option une tarification dynamique aux clients résidentiels lorsque les compteurs intelligents seront installés.

De plus, le Distributeur confirme poursuivre une vigie des expériences étrangères quant à l'efficacité des différents types de tarification dynamique à favoriser l'adhésion de la clientèle et le déplacement de consommation.

Comme le projet LAD prendra une décennie à s'installer avec ses options de gestion de la consommation, le plan d'approvisionnement aura le temps également d'ajuster les paramètres de ses prévisions à long terme de la demande en puissance, de pointe et en énergie.

ENJEU 3 APPROVISIONNEMENTS

3.1 Moyens pour satisfaire les besoins de pointe

Électricité interruptible : Le GRAME est satisfait de l'orientation du Distributeur à l'effet qu'il entend déployer tous les efforts requis pour accroître ce potentiel.

Groupes électrogènes de secours : Le GRAME trouve injustifié de conserver cette option. Le GRAME recommande l'abandon de cette option pour les raisons énumérées de son mémoire du dossier R-3603-2006. Le GRAME est d'avis que cette option n'est pas utile pour satisfaire les besoins de puissance du Distributeur. Le GRAME recommande à la Régie le retrait de cette option du texte des tarifs et conditions.

Abaissement de tension : Le GRAME est satisfait des réponses fournies par le Distributeur à l'effet que « La contribution de 250 MW du moyen de gestion de l'abaissement de tension aux ressources en puissance du Distributeur sera donc maintenue une fois le système CATVAR déployé »

Contribution des marchés de court terme en puissance : Compte tenu du contexte énergétique du Québec et des objectifs de la société québécoise et de la Stratégie énergétique du Québec, qui comprennent la réduction des émissions de GES, à la fois continentale et locale, le GRAME recommande que le Distributeur identifie pour le prochain plan d'approvisionnement, les types de ressources et leur provenance pour l'ensemble du portefeuille de court terme évalué à 1 100 MW et identifie l'ensemble de ces achats en importation.

Le GRAME demande que soit déposée lors du prochain plan d'approvisionnement du Distributeur, une stratégie générale, soit une vision d'ensemble des objectifs en approvisionnement liés aux choix en matière énergétique.

3.2 Gestion de la consommation et moyens liés aux projets en efficacité énergétique

Opportunités en gestion de la consommation du projet LAD : Le GRAME est satisfait que soit envisagé à court terme (5 ans), les stratégies comme le contrôle de l'éclairage, des électroménagers, des chauffe-eau, des systèmes de chauffage à accumulation, des thermostats communicants, lesquelles pourraient être incorporées au projet LAD.

Toute la question de la tarification dynamique aura également avantage à être explorée sur l'horizon du plan d'approvisionnement actuel. Rappelons qu'elle fait l'objet également d'une demande Stratégie énergétique du Québec : « Toujours sur le plan des tarifs d'électricité, le gouvernement souhaite qu'Hydro-Québec implante progressivement au Québec une tarification selon la saison et l'heure d'usage. »

Moyens liés aux projets d'efficacité énergétique : Le GRAME demande qu'un balisage soit effectué pour cibler les projets en efficacité énergétique qui ont été assimilés à une fourniture en énergie chez d'autres distributeurs d'énergie en réseau intégré.

Le GRAME réitère sa demande au présent plan d'approvisionnement que le Distributeur requière l'expertise d'une firme d'experts en ce domaine afin de réaliser 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 en réseau intégré

3.3 Attributs environnementaux

Le GRAME est satisfait de la poursuite des activités du Distributeur en sa vigie portant sur le marché des CER et sur les attributs environnementaux au Canada et demande la poursuite de ces activités et leur dépôt régulier dans le cadre des plans d'approvisionnements et de l'état d'avancement annuel de ces plans.

ENJEU 4. APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS ET STRATÉGIE

Déploiement des moyens de gestion existants et impacts de LAD et CATVAR : Le GRAME recommande que débutent des travaux d'évaluation des options de gestion de la consommation liées aux compteurs intelligents et de leur potentiel de réduction de la demande et que soit déposée en suivi annuel la progression de ces évaluations.

Bilan en énergie après utilisation des moyens de gestion existants : Le GRAME est en accord avec les moyens envisagés par le Distributeur, mais réserve ses positions en fonction des ententes qui seront proposées dans l'avenir.

Potentiel d'approvisionnement en puissance à partir des réseaux voisins : le GRAME croit opportun que le Distributeur envisage de privilégier les ressources renouvelables lorsqu'il envisage d'accroître le potentiel d'approvisionnement en puissance à partir des réseaux voisins.

Le GRAME soumet pour l'ordonnancement des actions, qu'il est souhaitable que le Distributeur privilégie des ressources d'énergie renouvelables dans son portefeuille énergétique d'approvisionnement en provenance des réseaux voisins.

Une telle politique d'ordonnancement, ajouterait de la flexibilité à une politique en choix énergétiques, tel qu'un énoncé équivalent à un portfolio de ressources renouvelable pour l'énergie en provenance des réseaux voisins.

4.1 Modifications au portefeuille d’approvisionnement

Le GRAME soumet respectueusement à la Régie de donner son avis sur les questions suivantes, soit :

Le plan d’approvisionnement doit-il être le reflet des ressources utilisées en temps réels pour approvisionner les marchés Québécois ?

Le bloc patrimonial peut-il faire l’objet d’échange par une tierce partie, le Transporteur, sans que la Régie donne son accord en vertu de l’article 72, portant sur le plan d’approvisionnement ?

4.1.2 Acquis en matière d’approvisionnement en énergie renouvelable

Programme d’achat d’électricité : Le GRAME recommande que soit menée une consultation auprès des communautés afin de connaître l’ensemble des opportunités dans le domaine des énergies renouvelables, comme pour la petite hydraulique de moins de 50 MW et de tout autre type de projet de production d’énergie renouvelable, telles la cogénération à la biomasse et la micro-production.

Par la suite, le GRAME recommande que sur la base de cette consultation, soient mis en place des objectifs sociétaux de long terme pour chacune des ressources identifiées.

Cogénération à la biomasse : Le GRAME recommande que soient identifiées les raisons du manque d’intérêt des soumissionnaires afin que des solutions soient envisagées, comme l’offre d’accompagnement ou même la recherche de soumissionnaires via les différents organismes représentant les différents secteurs de marché.

Micro-production : Le GRAME réitère qu’une étape préalable au succès d’un tel programme est nécessaire afin d’identifier le potentiel technique et économique de micro-production de moins de 1 MW dans le contexte énergétique québécois.

Le GRAME demande au Distributeur de procéder à un balisage du potentiel technique et économique de la micro-production de moins de 1 MW dans le contexte énergétique québécois.