



Plan d'approvisionnement 2008-2017 d'Hydro-Québec :
Mémoire amendé du GRAME, première partie

Prévision de la demande

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

R-3648-2007
(Phase 2)

par Nicole Moreau, Valentina Poch et Jean-François Lefebvre
Pour le Groupe de recherche appliquée en macroécologie

GRAME-1 document 1, amendé

Liste des pièces du GRAME

R-3648-2008

(Phase 2)

Titre	Pièce
Preuve du GRAME, première partie sur la prévision de la demande	GRAME-1 Doc. 1
Preuve du GRAME, deuxième partie sur l'approvisionnement	GRAME-1 Doc. 2
Preuve du GRAME, première partie sur la prévision de la demande	GRAME-1 Doc. 1, amendé
Preuve du GRAME, deuxième partie sur l'approvisionnement	GRAME-1 Doc. 2, amendé

TABLE DES MATIÈRES

Liste des pièces du GRAME	3
Introduction	7
Chapitre 1 : Développement durable, Régie de l'énergie et plans d'approvisionnement	9
Chapitre 2 : La prévision de la demande jusqu'en 2017	11
2.1 Le changement de la normale climatique	12
2.2 L'impact des politiques climatiques et des prix du pétrole.....	12
2.3 Proposition de nouvelles températures de référence utilisée par le Distributeur pour calculer l'impact en puissance du chauffage des locaux.....	15
2.4 Commentaires généraux sur le PGEÉ et la prévision de la demande.....	20
Chapitre 3 Analyse stratégique de l'impact du PGEÉ sur la demande	23
3.1 Impact des programmes du PGEÉ mis en œuvre avec l'Agence.....	23
3.2 Impact des programmes du PGEÉ en réseau intégré sur la prévision des ventes d'électricité	24
3.2 Impact des programmes du PGEÉ et des PUEÉRA en réseaux autonomes sur la prévision des ventes d'électricité	27
3.3 Bilan historique des économies d'énergie en Réseaux autonomes	30
3.4 Prévision pour les programmes d'efficacité énergétique en réseaux autonomes.....	33
Conclusion	35

Introduction

Le présent dossier touche l'évaluation du plan d'approvisionnement 2008-2017 d'HQD, lequel vise l'analyse des enjeux suivants :

- La prévision de la demande jusqu'en 2017 pour le réseau intégré et les réseaux non reliés;
- Les approvisionnements additionnels requis et la stratégie d'approvisionnement proposée pour le réseau intégré et les réseaux non reliés;
- Les risques découlant du choix des sources d'approvisionnements;
- La gestion des surplus;
- Plusieurs modifications méthodologiques impliquées (température de référence, etc.).

Le présent mémoire constitue la première partie de notre preuve et porte principalement sur des enjeux portant sur la prévision de la demande.

La deuxième partie de notre preuve sera dans un mémoire distinct et sera axée surtout sur les stratégies d'approvisionnement.

Chapitre 1 : Développement durable, Régie de l'énergie et plans d'approvisionnement

Le développement durable est maintenant une préoccupation majeure dont tient compte la Régie de l'énergie. Cet état de fait, reconnu et établi, s'applique notamment à l'évaluation des plans d'approvisionnement d'Hydro-Québec, comme l'indique l'extrait suivant, tiré de 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 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. » ¹

Le développement durable est « *un développement qui répond aux besoins du présent sans compromettre la capacité des générations futures de répondre aux leurs* »². Les trois éléments fondamentaux du développement durable sont la durabilité écologique, le développement économique et l'équité sociale entre les populations et entre les générations.

Selon Dansereau et Drapeau (1995 et 1998)³, le respect du développement durable en matière énergétique demande que l'on favorise :

1. la réduction de la consommation totale d'énergie,
2. la réduction des gaz à effet de serre,
3. l'efficacité énergétique,
4. le remplacement des énergies non renouvelables par des énergies renouvelables,
5. le respect des ententes internationales,
6. le choix de filières ayant le moins d'impacts négatifs globaux sur la biosphère,
7. l'évaluation publique des projets et des programmes,
8. la planification en fonction d'un horizon de deux ou trois générations,
9. l'équité.

¹ D-2002-17, R-3470-2001, 2002-01-21, p. 27.

² COMMISSION DES NATIONS UNIES SUR L'ENVIRONNEMENT ET LE DEVELOPPEMENT (1988). « Notre avenir à tous », Éditions du Fleuve, Montréal, 454 p.

³ DANSEREAU, P. et J.-P. DRAPEAU (1995). « Déclaration de principes pour une politique énergétique qui respecte le concept du développement durable », Mémoire pour le Débat national sur l'énergie, Union pour le développement durable, Québec, 5 p.

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

La présente audience concernant le plan d'approvisionnement d'Hydro-Québec Distribution 2008-2017 aura des répercussions sur la plupart de ces enjeux, que ce soit directement ou indirectement.

Dans la réflexion qu'il avait entreprise sur le développement durable et la réalisation du premier plan d'approvisionnement d'HQD, le GRAME-UDD avait conclu qu'HQD devait tenir compte des externalités lors des futurs appels d'offres afin de refléter le fait que plusieurs filières, particulièrement les non renouvelables, imposent des coûts additionnels à la société, coûts qui ne sont pas comptabilisés lorsque seul le prix est pris en compte lors de l'attribution des contrats d'approvisionnement⁴.

Cela a amené la Régie à constituer une cause spécifique sur l'adoption d'un critère de développement durable (R-3525-2004), en suggérant même au Distributeur de s'inspirer notamment d'une des options proposées par le GRAME-UDD dans sa preuve déposée pour la cause R-3470-2001. L'adoption de critères socio-environnementaux dans l'évaluation des soumissions a représenté, indéniablement, un excellent pas dans la bonne direction.

Plusieurs autres pas doivent être franchis. Une bonne prévision de la demande est un élément fondamental pour permettre la flexibilité requise pour opter pour des choix d'approvisionnement optimaux. Ainsi, les approvisionnements provenant de sources renouvelables ont plus de chance de prédominer sur les sources thermiques si leur intégration est planifiée et favorisée.

⁴ Mémoire du GRAME, R-3470-2001.

Chapitre 2 : La prévision de la demande jusqu'en 2017

La justification de la requête d'Hydro-Québec Distribution (HQD) repose, en grande partie, sur ses prévisions de la demande concernant les besoins énergétiques anticipés des Québécois. Ces prévisions ont été réalisées par HQD à partir de multiples hypothèses afin de tenir compte de très nombreuses variables socio-économiques et démographiques.

Les analystes d'HQD ont donc préparé plusieurs scénarios de prévision de la croissance de la demande d'électricité pour son réseau intégré et séparément pour les réseaux autonomes, avec les besoins en énergie et en puissance. HQD considère son scénario moyen comme la référence devant servir à prévoir ses besoins additionnels (voir le tableau 2-A).

Tableau 2-A
Approvisionnement additionnels requis, réseau intégré

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Énergie (TWh)	5,6	2,9	0,3	0,1	0,2	0,5	0,3	0,0	0,9	2,0
Puissance (MW)	0	0	360	690	730	870	1010	1150	1220	1560

(HQD-1, doc. 1, page 36 et 38 de 60)

Nous avons regardé la question des approvisionnements additionnels requis sous trois angles :

- Le changement de la normale climatique;
- Les substitutions qui découleront des prix des combustibles;
- Le choix du seuil de température déterminant les degrés-jours de chauffe;
- Les économies d'énergie anticipées.

2.1 Le changement de la normale climatique

Le 4^e rapport du Groupe d'Experts Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat (GIEC) publié au mois de novembre 2007 et utilisé à la conférence de Bali, vient confirmer une fois de plus la tendance du réchauffement planétaire.

Dans le présent dossier, le GRAME constate que le Distributeur introduit une nouvelle normale climatique, tel que présentée également dans le dossier R-3644-2007⁵. En effet, il tient compte du réchauffement climatique en considérant une hausse de la température de 0,31^o C par décennie commençant à l'année 2001, en se basant sur les travaux du consortium Ouranos⁶.

Le GRAME approuve la révision de la normale climatique qui intègre le réchauffement climatique et recommande à la Régie d'approuver l'introduction de cette nouvelle normale climatique.

2.2 L'impact des politiques climatiques et des prix du pétrole

Le présent Plan d'approvisionnement d'appauvrissement est le premier à entrer de plein pied sur la période post-Kyoto. Alors que le potentiel d'efficacité énergétique est potentiellement sous-estimé, la mise en œuvre des politiques climatiques du Protocole de Kyoto et celles qui suivront devraient donner une valeur ajoutée à l'hydroélectricité, contribuant ainsi à accroître sa demande.

Nous prévoyons que la mise en œuvre de politiques visant la réduction des émissions de gaz à effet de serre devrait tendre à accroître le prix des combustibles fossiles. Dans le cas du gaz naturel particulièrement, l'effet se fera particulièrement sentir à cause d'une demande accrue de gaz comme substitut aux autres produits pétroliers. Hydro-Québec entérinait notre hypothèse en répondant à une de nos questions, dans le cadre de l'audience R-3470-2001 :

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

⁵ Référence : R-3644-2007, HQD 2 doc. 1 pp 17-21.

⁶ Référence : HQD 1, doc. 1, p. 10.

En réponse à une question de GRAME dans le dossier R-3550-2005, HQD avait estimé que les ventes d'électricité au secteur Général et Institutionnel augmenteraient :

- de 240 à 290 GWh après 10 ans, si l'équivalent d'une taxe sur le CO₂ de 10\$ par tonne était imposée;
- et de 450 à 530 GWh, toujours après 10 ans, pour l'équivalent d'une taxe de 20\$ par tonne de CO₂ (HQD-5, Doc. 5, p. 9 de 9)⁷.

Selon le GRAME, la première hypothèse devrait être considérée comme un estimé minimal de la hausse de la consommation anticipée à l'horizon 2017 à cause des efforts de substitution vers l'hydroélectricité dans le dans le secteur Général et Institutionnel. Cet enjeu semble toutefois mieux pris en compte par le Distributeur dans le présent Plan (HQD-1, doc. 1, p. 12 de 60.

Le tableau 2.2-A, ci-après, présente le bénéfice environnemental, sur le plan des émissions de gaz à effet de serre, de la substitution de combustibles fossiles pour le chauffage par de l'hydroélectricité. Nous avons ensuite simplement posé l'hypothèse de deux prix associés à la valeur de la réduction d'une tonne d'émission de gaz à effet de serre (respectivement 10 \$ et 20 \$ par tonne d'équivalent CO₂).

Tableau 2.2-A
Bénéfice environnemental de la substitution de combustibles pour le chauffage par de l'hydroélectricité (pour les gaz à effet de serre, estimé sur le cycle de vie)

	Efficacité de la combustion	Émissions totales		Réduction d'émissions		Bénéfice (coûts) en cents/kWh	
		pour le combustible utilisé en tonnes d'équivalent CO ₂ /TJ	pour l'hydroélectricité en tonnes d'équivalent CO ₂ /TJ	en tonnes d'équivalent CO ₂ /TJ	en tonnes d'équivalent CO ₂ /kWh	(hyp. 10\$/tonne)	(hyp. 20\$/tonne)
Mazout léger	75%	116	8,6	107,4	0,000387	0,39	0,78
Mazout léger	85%	102,4	8,6	93,8	0,000338	0,34	0,68
Gaz naturel	75%	91	8,6	82,4	0,000297	0,30	0,60
Gaz naturel	90%	75,8	8,6	67,2	0,000242	0,24	0,48

Données pour les émissions des filières tirées de Chamberland, A., C. Bélanger et L. Gagnon (1996), p. 58.

⁷ Le Distributeur précise que l'application d'une taxe de 20\$ la tonne de CO₂ se traduirait par une augmentation du prix du mazout léger d'environ 6 ¢/litre et du prix du gaz naturel de 4 ¢/m³ (HQD-5, Doc. 5, p. 9 de 9). Il est à noter qu'HQD a précisé, dans sa pièce HQD-5, doc. 1.1, p. 4 de 77 : « Qu'au secteur Général et Institutionnel, une augmentation de 25 % des prix des combustibles occasionnera une hausse de la demande d'électricité de 175 GWh la première année, de 550 GWh la cinquième et de 850 la neuvième. »

Certes, le gain de la substitution est réduit lorsque le client utilise une fournaise à très haut rendement. De plus, le modèle tient compte des émissions moyennes. Il attribue toutefois des émissions à l'hydroélectricité, ce qui n'est pas nécessairement le cas. Il démontre que le gain financier sera réel, bien qu'il faille des valeurs plus importantes que celles retenues afin d'induire un mouvement majeur.

Le présent plan est le premier à s'étendre largement au-delà de la période 2008-2012 prévue dans le Protocole de Kyoto. Il est à prévoir des restrictions sur les émissions de GES plus draconiennes durant les années 2013 à 2017, ce qui induirait une valeur significativement accrue sur les réductions d'émissions et sur la substitution par des combustibles fossiles.

Rappelons que le Distributeur mentionne à la pièce B-9-HQD-1, document 2, page 49 révisée le 28 janvier 2008, que le prix du pétrole devrait varier entre 65 et 75 \$US/baril entre 2008 et 2017.

En réponse à une demande de renseignement de l'ACEF (HQD-6, doc.2, pages 4 et 5), le Distributeur nous mentionne que

« Dans l'éventualité où le prix du baril de pétrole se maintenait, de 2008 à 2017, au-dessus de 100 \$US ou même de 125 \$US, la position concurrentielle de l'électricité s'améliorerait et cela se traduirait par une consommation d'électricité aux secteurs Domestique et agricole et Général et institutionnel plus forte que dans le scénario moyen du présent plan d'approvisionnement, soit celui présenté aux pièces HQD-1, Document 1, et HQD-1, Document 2. »

En résumé, l'impact du prix du pétrole brut sur la demande au secteur Général et institutionnel pour un prix brut du pétrole à 125 \$US/baril a été estimé par le Distributeur entre 8 GWh en 2008 et 51 GWh à l'horizon 2017. L'impact serait faible, puisque selon HQD la part du marché du chauffage au mazout n'est que de 13 % en 2008 pour ces secteurs.

Pour ce qui est du secteur résidentiel, le Distributeur mentionne que le modèle d'analyse utilisé pour prévoir les ventes ne prend pas en compte les prix des combustibles, mais se base plutôt sur l'évolution des « taux de diffusion du chauffage électrique et du nombre de conversions vers le chauffage électrique ».

Mentionnons que ces variables pourraient évoluer plus rapidement que prévu compte tenu du contexte des prix élevés du pétrole.

La sous-estimation des prix du pétrole pourrait donc induire une légère hausse de la consommation d'électricité relativement aux prévisions de la demande puisque qu'un prix du pétrole plus élevé améliorerait la position concurrentielle de l'électricité par rapport au mazout et modifierait les résultats du scénario de référence, surtout si cette variable s'approchait du scénario fort. Le Distributeur devra en tenir compte dans l'analyse du prochain plan d'approvisionnement.

2.3 Proposition de nouvelles températures de référence utilisée par le Distributeur pour calculer l'impact en puissance du chauffage des locaux

Traditionnellement, le Distributeur utilisait une température de référence de 15°C afin de répartir mensuellement les besoins de chauffage des locaux du secteur *Domestique et agricole*. Si ce seuil théorique ne change rien dans les ventes réelles du Distributeur, sa modification n'en affecte pas moins les répartitions des coûts entre le chauffage et les autres utilisations. Ce seuil sert notamment à répartir mensuellement les besoins de chauffage des locaux du secteur Domestique et agricole.

Dans l'état d'avancement 2003 du plan d'approvisionnement 2002-2011, le Distributeur avait soudainement opté pour une température de référence de 18°C pour répartir ces mêmes besoins.⁸

Dans sa contribution à l'évaluation du plan d'approvisionnement 2005-2014 présenté dans le cadre de la cause R-3550-2004, le GRAME s'était fortement interrogé sur ce changement, considérant celui-ci non seulement surprenant, mais également injustifié et illogique. Dans ce dossier, M. Jacques Fontaine, alors expert pour le GRAME, avait notamment souligné, dans sa preuve :

« Dans le dossier R-3550-2004, HQD nous étonne en préconisant l'utilisation de la base 18°C pour calculer les degrés-jours. Rappelons que depuis la cause R-3351-96, la SCGM a une méthode qui donne comme valeur charnière 13°C et que Gazifère utilise une base de 14°C.⁹ Nous sommes d'avis que cette façon de faire entraîne une sous estimation qui pourrait être importante de la demande de pointe. » (R-3550-2004, GRAME-2, doc. 2, p. 2 de 6)

Lors de son témoignage pour le GRAME, M. Fontaine avait aussi ajouté :

« (...) depuis le début des années quatre-vingt-dix (90), on se serait plutôt attendu à ce que le seuil déclencheur, que la température qui part le chauffage, devraient diminuer. » (R-3550-2004, Notes sténographiques, vol. 7, 13 juin 2005, p. 171)

Dans sa Décision D-2005-178 (p. 8), la Régie soulève d'ailleurs qu'elle est loin d'avoir été convaincue par les arguments avancés par le Distributeur :

« La Régie est préoccupée par la variation des facteurs d'utilisation provoquée par ce changement d'hypothèse. En effet, en prenant désormais en compte la présence de chauffage dans le secteur en juin, la pointe de cet usage au mois de janvier est diminuée. Or, le choix d'une température de référence de 18°C n'est pas appuyé par des observations sur le réseau. Le Distributeur affirme même qu'il est difficile de détecter la présence de chauffage en début et en fin de période de chauffage (septembre, mai et juin) en raison de la faible charge liée à cet usage. La Régie n'est pas convaincue du bien-fondé du changement d'hypothèse. »

⁸ Si la température moyenne d'une journée s'avère de 16°C, le distributeur considérera dans ses calculs qu'il y a eu 2 degrés-jours de chauffage (avec 16°C -18°C).

⁹ **SCGM**, Dossier R-3351-96, décision D-96-16; **Gazifère**, Dossier R-3537-2004, pièce GI-11, Document 1, page17, lignes 25 à 29.

Le GRAME appuyait (et appuie encore) entièrement l'analyse de son expert (toujours dans le dossier R-3550-2004, GRAME-1, doc. 2), M. Jacques Fontaine, concernant la base des degrés-jours utilisée par le Distributeur pour calculer l'impact en puissance du chauffage des locaux, ainsi que sa conclusion :

« Nous sommes étonnés de constater que le Distributeur distribue la demande de chauffage des locaux au secteur domestique et agricole selon la base des degrés-jours de 18°C. Nous avisons la Régie que d'après nous cette façon de faire sous-évalue la pointe de l'année et risque d'entraîner le Distributeur vers un approvisionnement non optimal tant du point de vue économique qu'environnemental. »

Le distributeur, en réponse aux questions du GRAME, avait confirmé qu'il maintenait, dans les dossiers tarifaires R-3579-2005 et R-3610-2006 les températures de référence proposées - et contestées - dans le Plan d'approvisionnement 2005-2014 :

« Dans le présent dossier, le Distributeur a établi la prévision des besoins en puissance pour le chauffage des locaux à partir d'une moyenne des degré-jours mensuels de chauffage basés sur une température de référence de 18°C pour le secteur Domestique et Agricole et de 15°C pour le secteur Général et institutionnel. »¹⁰

Dans le dossier R-3610-2006, toujours en réponse à une question du GRAME le Distributeur nous avait référé au dossier tarifaire précédent pour connaître l'impact de ce choix sur les prévisions :

« Si la température de référence de 15°C, au lieu de 18°C, était retenue pour le chauffage au secteur Domestique et Agricole, les impacts sur la prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver seraient très semblables à ceux identifiés par le Distributeur en réponse à la demande de renseignements du GRAME de la cause R-3579-2005 (HQD-14, document 5, question 5.2, pages 14-15). »¹¹

Le tableau suivant identifie et quantifie donc, avec les données du dossier tarifaire R-3579-2005, les impacts sur la prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver, dans l'hypothèse où la température de référence de 15°C au lieu de 18°C serait retenue pour le chauffage au secteur Domestique et Agricole. L'impact global sur les besoins en puissance du Distributeur entre la prévision de juin et la simulation effectuée avec une température de 15°C était donc de -19 MW pour l'hiver 2005-2006.

Le détail de cet impact est présenté dans le tableau suivant.

¹⁰ R-3610-2006, HQD-16, doc. 6, p. 15 de 52.

¹¹ R-3610-2006, HQD-16, doc. 6, p. 15 de 52

Prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver (MW)
Révision de juin 2005 avec degrés-jours base 15°C
Scénario moyen
Comparaison par rapport à la révision de juin 2005

	2005- 2006
Chauffage domestique et agricole	
Révision de juin 2005 avec DJ base 15°C	10 263
Révision de juin 2005	9 449
Écart	814
Chauffage général et institutionnel	
Révision de juin 2005 avec DJ base 15°C	3 408
Révision de juin 2005	3 408
Écart	0
Bi-énergie CII (tarif BT)	
Révision de juin 2005 avec DJ base 15°C	343
Révision de juin 2005	343
Écart	0
Eau chaude domestique et agricole	
Révision de juin 2005 avec DJ base 15°C	1 703
Révision de juin 2005	1 703
Écart	0
Industriel - PME	
Révision de juin 2005 avec DJ base 15°C	1 643
Révision de juin 2005	1 643
Écart	0
Industriel Grandes entreprises	
Révision de juin 2005 avec DJ base 15°C	8 112
Révision de juin 2005	8 112
Écart	0
Autres usages	
Révision de juin 2005 avec DJ base 15°C	10 500
Révision de juin 2005	11 333
Écart	-833
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR	
Révision de juin 2005 avec DJ base 15°C	35 972
Révision de juin 2005	35 991
Écart	-19

Source : R-3579-2005, HQD-14, document 5, question 5.2, pages 14-15.

Le fait que ces correctifs ne soient pas majeures ne change rien au fait que le GRAME considère que le Distributeur n'avait aucunement apporté dans les dossiers R-3579-2005 et R-3610-2006 de justification au changement méthodologique proposé.

Comme le Distributeur le montrait dans sa pièce HQD-14, doc. 6, p. 15 de 22 du dossier R-3579-2005, il s'ensuivrait tout de même une baisse de 814 MW des besoins en chauffage domestique et agricole. Il serait également intéressant de comprendre la hausse de 833 MW des autres usages prévus par HQD.

Puis dans le dossier R-3644-2007, Hydro-Québec change de nouveau sa température de référence :

« Dans le présent dossier, afin d'établir la prévision des besoins en puissance pour le chauffage des locaux, le Distributeur a réparti mensuellement les besoins de chauffage à partir de degrés-jours mensuels moyens de chauffage basés sur une température de référence de 16°C pour le secteur Domestique et Agricole (plutôt que 18°C dans le précédent dossier tarifaire) et de 15°C pour le secteur Général et Institutionnel (comme dans le précédent dossier tarifaire).

Le changement, par rapport au dernier dossier tarifaire, de la température de référence sur laquelle sont maintenant basés les degrés-jours moyens de chauffage des locaux du secteur Domestique et Agricole découle d'une analyse sur le choix de la température de référence optimale réalisée par le Distributeur.

Cette analyse, qui repose sur l'établissement - pour les années 2004 et 2005 - de régressions linéaires entre les consommations journalières de chauffage des locaux aux tarifs D et DM et les degrés-jours de chauffage quotidiens calculés pour différentes températures de référence, révèle que c'est la température de référence de 16°C qui donne la régression ayant le maximum de corrélation (R2). »¹²

Le GRAME, depuis trois ans, considère qu'il était illogique, voire physiquement impossible que l'on soit passé de 15°C à 18°C comme seuil à partir duquel on doit considérer que les gens commencent à partir leurs systèmes de chauffage, d'autant plus que les résidences sont mieux isolées qu'autrefois. Voilà que le Distributeur revient avec une proposition à 16°C, qui n'est en fait qu'un 1°C de plus que les 15°C utilisés initialement.

De plus, le changement continu de méthode risque de rendre difficile la comparaison des données entre différentes années, alors que le changement a précédé sa justification. Il faut comprendre que tous les gens ne démarrent pas leur système de chauffage exactement en même temps à un seuil de température fixe.

À cet égard, l'utilisation d'une régression utilisant la méthode des moindres carrés ordinaires peut être une méthode valable, mais dans la mesure où la variable dépendante et les variables indépendantes sont bien définies et où on utilise effectivement dans le modèle les variables ayant une probabilité d'influencer la variable dépendante (ici le niveau d'isolation des résidences). On est en présence d'un modèle tellement simple que les taux de corrélation sont exceptionnellement élevés, sans être certains qu'ils répondent à la bonne question : À quel seuil de température extérieure est-ce que les gens mettent en marche leur système de chauffage ?

Le R2 maximale (0,975) est effectivement pour 16°C, avec les hypothèses utilisées par le Distributeur. La différence est toutefois d'un millième (0,974) avec le seuil de 15°C utilisé précédemment, ce qui confirme que nous aurions dû rester avec ce seuil de 15°C et ne rien y changer, puisque, de toute façon, les mesures actuelles et futures vont encourager les Québécois à isoler d'avantage leurs résidences, ce qui va tendre à réduire ce seuil. La pondération entre Montréal (75%) et Québec (25%) doit aussi être éclaircie¹³.

¹² R-3644-2007, HQD-15, Document 7, Page 78 de 80.

¹³ R-3648-2007, HQD-3, doc. 6, annexe 1.

Nous aurions voulu savoir dans combien de résidences, de l'échantillon, est-ce que le chauffage a effectivement été mis en marche pour chaque seuil de température, question à laquelle HQD n'a pas répondu.

Une méthode plus simple peut être parfois plus appropriée pour identifier les influences de certaines variables. Revenons au fait que depuis la cause R-3351-96, Gaz Métro utilise une valeur charnière 13°C et que Gazifère Inc se base sur un seuil de 14°C. Dans le cas du gaz naturel, il est difficile de confondre chauffage et autres usages (surtout que plusieurs clients ont des chauffe-eau électriques). En d'autres termes, s'il a été déterminé que ces clients commencent à chauffer pour des seuils respectivement de 13°C et 14°C, c'est que ces seuils représentent des seuils significatifs.

La question est de savoir en fait quelle proportion des clients a démarré son système de chauffage pour différents niveaux de température et de décider si on prend comme seuil le niveau où la majorité (50% +1) ont commencé à chauffer ou un autre critère. Le Distributeur devra, dans sa présentation, répondre à cette question. Nous lui demandons également de préciser

En attendant que le Distributeur nous convainque dans sa présentation, nous recommandons à la Régie de maintenir le seuil à 15°C. Cela simplifiera également les comparaisons de données historiques.

Nous reconnaissons toutefois – il faut être bon joueur – que la nouvelle proposition du Distributeur n'est qu'à un degré d'écart de notre recommandation. Les biais relativement à un seuil – inacceptable - de 18°C seront ainsi fortement atténués.

2.4 Commentaires généraux sur le PGEÉ et la prévision de la demande

L'approvisionnement additionnel requis a été estimé par HQD après avoir considéré, pour les économies d'énergie, les hypothèses présentées au tableau 2.1-A :

Tableau 2.4-A
Économies d'énergie prises en compte
dans la prévision des ventes (TWh)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Économies d'énergie tendanciennes	0,7	1,3	1,9	2,6	3,2	3,8	4,3	4,9	5,6	6,1	6,7
Programmes d'HQ déjà mis en œuvre	2,2	2,2	2,1	2,1	2,0	2,0	1,9	1,9	1,9	1,8	1,8
PGEÉ	1,6	2,3	3,2	4,2	5,0	5,8	6,4	7,1	7,6	8,0	8,0
Total	4,5	5,8	7,2	8,9	10,2	11,5	12,7	13,9	15,0	15,9	16,5

(HQD-1 doc. 1, page 11 de 60)

Le Distributeur intègre les économies d'énergie anticipées dans son PGEÉ avec l'atteinte des objectifs de la Stratégie énergétique à l'horizon 2016, ce qui implique une vision à plus long terme que celle que l'on retrouvait dans le Plan précédent.

Il est probable que les mises à jour annuelles du PGEÉ pourraient montrer des améliorations des objectifs et des moyens choisis pour les atteindre. Pour le GRAME, les efforts en efficacité énergétique devront être importants et constants au cours de l'ensemble de la prochaine décennie.

L'objectif est maintenant de 4,2 TWh à l'horizon 2010 et 8,0 TWh à l'horizon 2016. Rappelons que l'objectif était de 3,0 TWh économisés à l'horizon 2010 dans le PGEÉ déposé dans le dossier R-3552-2004, de 1,5 TWh dans le PGEÉ 2003-2006, et de seulement 0,4 TWh dans le plan d'approvisionnement 2002-2011 ! Chiffres que nous avons contestés à l'époque.

Trois conclusions s'imposent relativement aux économies d'énergie prises en compte :

- ❑ Les économies anticipées de 8,0 TWh à l'horizon 2016 sont clairement envisageables et atteignables.
- ❑ Les ajustements annuels du PGEÉ ne pourraient tendre que vers un élargissement et une bonification des programmes, mais pas une diminution des efforts en efficacité énergétique.

- Les prévisions du Distributeur ont eu tendance jusqu'à présent à sous-estimer les économies d'énergie prévues dans le réseau intégré et à surestimer les prévisions dans les réseaux autonomes

HQD avait prévu une provision de 400 GWh pour les futurs programmes en efficacité énergétique, dans son premier plan d'approvisionnement, même si ceux-ci n'étaient pas encore adoptés. Le GRAME avait recommandé, dans le deuxième plan d'approvisionnement, une provision de 1,7 TWh d'économies additionnelles en supposant des gains annuels similaires pour la période 2011-2014 aux 0,5 TWh d'économies annuelles anticipées les quatre années précédentes (voir le tableau ci-après). De manière minimale, on doit supposer non seulement l'atteinte de l'objectif de 8,0 TWh en 2016, mais également la poursuite d'un effort au moins comparable pour l'année 2017 (0,5 TWh).

Tableau 2.4-B
Ajustement à l'horizon 2017 des économies d'énergie
dans la prévision des ventes (TWh)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Économies d'énergie tendanciennes	0,7	1,3	1,9	2,6	3,2	3,8	4,3	4,9	5,6	6,1	6,7
Programmes d'HQ déjà mis en œuvre	2,2	2,2	2,1	2,1	2,0	2,0	1,9	1,9	1,9	1,8	1,8
PGEÉ	1,6	2,3	3,2	4,2	5,0	5,8	6,4	7,1	7,6	8,0	8,5
Total	4,5	5,8	7,2	8,9	10,2	11,5	12,7	13,9	15,0	15,9	17,0

(adapté par le GRAME de HQD-1, doc. 1, page 11 de 60).

Chapitre 3 Analyse stratégique de l'impact du PGEÉ sur la demande

3.1 Impact des programmes du PGEÉ mis en œuvre avec l'Agence

Préambule

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

SECTION II.1

«PLAN D'ENSEMBLE EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE ET NOUVELLES TECHNOLOGIES

«1. — Élaboration du plan d'ensemble

«22.1. Tout distributeur d'électricité ou de gaz naturel doit établir et transmettre à l'Agence, dans le délai qu'elle fixe :

- 1 ses cibles triennales d'efficacité énergétique en fonction des divers secteurs d'activités ;
- 2 un échéancier prévisionnel triennal pour l'atteinte de ces cibles ;
- 3 ses priorités d'action triennales en matière d'efficacité énergétique pour atteindre les cibles.

L'Agence établit, dans le même délai, les cibles triennales d'efficacité énergétique, l'échéancier prévisionnel triennal et les priorités d'action triennales mentionnées au premier alinéa qui concernent les carburants et les combustibles, les nouvelles technologies énergétiques ou qui se rapportent à plus d'une forme d'énergie.

Les priorités d'action doivent porter sur les approches à privilégier afin de se conformer aux orientations gouvernementales en matière d'efficacité énergétique.

Le GRAME s'est questionné sur l'impact des modifications amenées par la *Loi concernant la mise en œuvre de la Stratégie énergétique du Québec* sur les orientations du *Plan d'approvisionnement 2008-2017* et de quelle manière ce dernier permettra de faciliter l'atteinte des objectifs environnementaux tout en optimisant les retombées économiques et sociales.

À ce jour, selon les informations fournies par le Distributeur et conformément à l'article 22.1 de la Loi 46, les cibles couvrant la période du 1er avril 2007 au 31 mars 2010, qui ont été transmises à l'Agence de l'efficacité énergétique du Québec, ont été « intégrées au dossier R-3644-2007, ainsi qu'à la prévision de la demande soutenant le plan d'approvisionnement 2008-2017. »¹⁴ De plus, le Distributeur mentionne avoir « intégré à sa prévision de la demande ses estimations les plus récentes d'économies d'énergie pour les années subséquentes i.e. 2011 à 2017. »¹⁵

¹⁴ HQD-3, Document 6, Page 18 de 55, réponse 7.1.

¹⁵ HQD-3, Document 6, Page 18 de 55, réponse 7.2.

Les estimations les plus récentes d'économies d'énergie étant intégrées à la prévision de la demande, il s'agira de suivre de près l'évolution de ces estimations. L'expérience en ce domaine nous apprend que le Distributeur a, par le passé, sous-estimé l'impact des programmes en efficacité énergétique en réseau intégré et surestimé l'impact en réseaux autonomes sur la prévision de la demande. Il faudra donc être prudent dans **l'avenir et suivre de près cette variable afin de minimiser les surplus en approvisionnement.**

3.2 Impact des programmes du PGEÉ en réseau intégré sur la prévision des ventes d'électricité

Puisque les programmes en efficacité énergétique ayant un impact sur le plan d'approvisionnement, il est important de suivre de près l'évolution des résultats de la mise en œuvre du PGEÉ, tant au niveau du réseau intégré que des réseaux autonomes.

Le GRAME est préoccupé par le fait qu'il est parfois difficile de suivre de près l'évolution de l'impact des programmes en efficacité énergétique sur la gestion de la demande en énergie. En effet, lors des dossiers précédents, les résultats de l'année précédente et de l'année en cours ont été fournis sous forme de prévisions et sont difficilement conciliables avec les prévisions et estimations pour les années à venir.

En effet, en consultant le tableau 2D-11, de la pièce HQD-1 sur le réseau intégré, Document 2, Annexe 2D, Page 115, on constate que les données historiques s'arrêtent en 2006 et ne comprennent pas les données de 2007. De plus, en consultant le Tableau 2A-10, Économies d'énergies prises en comptes dans la prévision des ventes (TWh) de 2007 à 2017 : Pièce HQD-1, Document 2, Annexe 2A, Page 62 de 29, on constate que l'année 2007 présente des prévisions et non les données réelles.

En consultant le dossier R-3644-2007, nous constatons que les résultats anticipés des programmes du Distributeur (excluant les programmes de l'AEÉ) sont de 28 GWh plus élevés que la prévision initiale, alors que le Distributeur prévoit dépenser, pour ces programmes, 9 M\$ de moins que le budget prévu initialement, tel que le démontre le tableau suivant.

4

TABLEAU 3.1 : RÉSULTATS ANTICIPÉS POUR 2007¹

Programmes / activités	Budget (M\$)			Economies d'énergie (GWh)		
	Résultats anticipés	Objectifs R-3610-2007	Écart	Résultats anticipés	Objectifs R-3610-2007	Écart
Programmes / activités d'HQD						
Résidentiel	48	66	-19	204	229	-24
Affaires	64	60	4	222	205	17
Grandes industries	30	21	9	172	146	26
Innovations technologiques	6	7	-1	13	3	9
Tronc commun	17	19	-2	-	-	-
SOUS-TOTAL - programmes/activités d'HQD	165	174	-9	611	583	28
Programmes / activités conjoints avec l'AEÉ						
Résidentiel	34	40	-7	42	72	-29
Affaires	2	4	-2	1	6	-6
SOUS-TOTAL - programmes/activités conjoints avec l'AEÉ	35	44	-8	43	77	-34
Frais d'emprunt et contingence	28	18	-9	-	-	-
GRAND TOTAL - PGEÉ	228	236	-27	654	661	-6

5

⁽¹⁾ Le total et les sous-totaux peuvent être différents de la somme des données en raison des arrondis ;

En résumé, **les résultats réels du PGEÉ pour l'année 2007** ne sont pas pris en compte dans la prévision des ventes d'électricité du présent plan, **mais plutôt les résultats anticipés calculés à la date de dépôt du dossier R-3644-2007, le 3 août 2007**, alors que les résultats du PGEÉ ont eu, par le passé, un impact important sur la révision à la baisse de la prévision des ventes.

« **La prévision des ventes d'électricité est significativement révisée à la baisse par rapport au Plan d'approvisionnement 2005-2014 L'écart d'abord très important (-6,8 TWh en 2008)** s'amenuise toutefois au fil des ans. ... En outre, à cette date, le rehaussement de l'objectif du Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) entre les deux plans est l'un des facteurs importants de révision à la baisse »¹⁶

D'autre part, selon le Distributeur, les économies d'énergie constituent un intrant significatif à la prévision de la demande.

« **Les économies d'énergie constituent un intrant significatif à la prévision de la demande d'électricité.** Dans le Plan, la prévision de la demande incorpore des économies d'énergie correspondant à l'objectif de 8 TWh implantés à terme en 2015. Ces 8 TWh implantés à terme en 2015 se traduisent pour la prévision des ventes en 7,6 TWh d'économies d'énergie mensualisées. »¹⁷

Concernant la prévision des ventes d'électricité, mentionnons que cette prévision a été significativement révisée à la baisse (HQD-1, Document 2, Annexe 2C, Page 97 de 291), et que le Distributeur la qualifie comme suit : « *L'écart d'abord très important (-6,8 TWh en 2008) s'amenuise toutefois au fil des ans* » et ce, sans tenir compte des résultats réels de l'année 2007. La tendance des années antérieures sur la prévision de la demande pourrait être la même alors que les prévisions pour l'année 2007, sont les mêmes que celles qui ont été soumises au dossier précédent, soit le dossier R-3644-2007.

D'autre part, les résultats anticipés, au 3 août 2007, pour l'année 2007 démontrent l'excellente performance du PGEÉ du Distributeur pour son réseau intégré, soit un écart anticipé de 28 GWh sur les prévisions précédentes. En raison du fait que les programmes d'activités conjointes avec l'AEÉ ont été surévalués précédemment, l'écart anticipé total pour 2007 s'amenuise et s'inverse à - 6 GWh.

Dans cette optique, le GRAME a posé une série de demandes afin de clarifier la situation. Le Distributeur n'a pas jugé opportun de clarifier la situation, cependant, à la lumière des informations disponibles au dossier R-3644-2007 en date du 3 août 2007, le GRAME juge nécessaire, mais non indispensable, d'obtenir les informations additionnelles demandées, soit la révision des résultats au 31 décembre 2007. Notez qu'un écart de 5 mois existe entre l'anticipé et le réel. Dans ce contexte, l'écart qui pourrait exister entre les résultats anticipés et les résultats réels pour 2007 devrait être moins important que la tendance précédente.

Malgré le fait que le GRAME propose au Distributeur de réviser son plan d'approvisionnement en fonction des derniers résultats de l'année 2007, la différence, en termes d'énergie, ne devrait pas avoir un impact important sur la gestion de la demande du présent plan.

¹⁶ Référence : HQD-1, Document 2, Annexe 2C, Page 97 de 291.

¹⁷ Référence : HQD-1, Document 2, Annexe 2 A, Page 61 de 291.

Le GRAME accepte donc le dépôt des pièces telles qu'elles sont présentées par le Distributeur et ce, sans demander une mise à jour de celles-ci pour incorporer l'impact réel du PGEÉ de l'année 2007 sur le plan d'approvisionnement du présent dossier.

Cependant, il faudra être très attentif à l'évolution des programmes conjoints avec l'Agence, si la tendance se renverse et que les programmes prennent leur essor, comme c'est le cas pour le PGEÉ en réseau intégré, il serait tout à fait probable que la prévision de la demande devra être révisée à la baisse par rapport au scénario retenu par le Distributeur.

Rappelons que le Distributeur mentionne à la pièce B-9-HQD-1, document 2, page 49 révisée le 28 janvier 2008, que le prix du pétrole devrait varier entre 65 et 75 \$US/baril entre 2006 et 2017.

Notons que les prévisions des besoins pour le plan d'approvisionnement en réseaux autonomes, de même que les résultats anticipés des programmes du PGEÉ ont été réalisés avec une estimation des prix du pétrole variant entre 65 et 75 \$US/baril entre 2006 et 2017.

Rappelons qu'avec l'évolution rapide du prix du pétrole, il deviendra avantageux pour la clientèle des réseaux autonomes de participer activement aux programmes commerciaux et aux programmes du PGEÉ, ce qui induira une pression à la baisse de la consommation d'électricité. En effet, puisque les programmes du PGEÉ s'adressent également à la clientèle qui se chauffe au mazout en réseau autonome, l'intérêt du PGEÉ devrait prendre de l'ampleur sans toutefois avoir un impact à la hausse sur la consommation d'électricité (pas de substitution) lorsque le tarif dissuasif s'applique. Puisqu'en région éloignée le prix du mazout est plus élevé, il pourrait y avoir une tendance vers la substitution du mazout vers l'électricité pour la chauffe des locaux dans le secteur résidentiel de même qu'institutionnel lorsque le tarif dissuasif ne s'applique pas. Ce qui pourrait augmenter les pertes du Distributeur quant à ces réseaux.

Nous souhaitons seulement mettre en perspective que l'évaluation que fait le Distributeur des résultats du PGEÉ en réseaux autonomes pour les années du présent plan d'approvisionnement est probablement faussée puisqu'elle est basée sur des prix du pétrole variant entre 65 et 75 \$US/baril, entre 2006 et 2017.

~~Encore une fois, le GRAME réserve sa position à cet égard puisque notre principale préoccupation dans l'évaluation des surplus en énergie est le traitement qui lui sera accordé. La section sur la gestion des surplus, présentée dans la deuxième partie de notre preuve, discute de cette problématique.~~

C'est donc un des éléments à suivre de près dans l'avenir. Le GRAME est préoccupé par l'impact des hausses du prix du pétrole sur les réseaux autonomes et donc sur les manques ou les surplus en approvisionnement qui pourraient y être rattachés.

3.2 Impact des programmes du PGEÉ et des PUEÉRA en réseaux autonomes sur la prévision des ventes d'électricité

Le GRAME est préoccupé par la justesse des prévisions en efficacité énergétique des programmes du PGEÉ et des Programmes d'utilisation efficace de l'énergie en réseaux autonomes (les PUEÉRA). En effet, les programmes en efficacité énergétique pour les réseaux autonomes, bien qu'ayant un fort potentiel technico-économique, accusent un retard important dans les prédictions initiales des dossiers R-3584-2006 et R-3610-2006. Nous ne discuterons pas des raisons de ces retards, ni des suggestions du GRAME pour faire progresser ce dossier, mais plus précisément de leur impact sur la prévision de la demande et le plan d'approvisionnement du Distributeur.

Ci-dessous, le résumé de la position et de l'analyse du GRAME au dossier R-3610-2006 à cet égard :

« Analyse de l'état de réalisation (potentiel d'efficacité énergétique réalisé) des programmes du PGEÉ en RA pour l'année 2006

Dans le cadre du dossier R-3584-2005, le Distributeur prévoyait des économies d'énergie de 3,882 GWh en 2006 et de 9,707 GWh (cumulatif) en 2007. Lors du panel 5, le GRAME a demandé que le Distributeur fasse état de l'avancement des économies d'énergie en GWh réalisées pour l'année 2006. M. Roberge a alors précisé que le programme Interventions personnalisées, pour lequel des économies de 3,312 GWh étaient prévues en 2006, n'est pas encore réalisé mais que le retard devrait être rattrapé à l'échéance de l'année 2009.

Le potentiel technico-économique en GWh équivalent : coûts évités associés aux économies d'énergie en RA plus élevés qu'ailleurs

Le potentiel technico-économique d'économie d'énergie en réseaux autonomes est évalué à 139,5 GWh équivalents sur cinq ans. Puisque c'est en réseaux autonomes que **les coûts évités sont les plus importants**, le GRAME est d'avis que le Distributeur devrait déployer des efforts importants et soutenus pour réaliser ces économies. Il ajoute que les programmes d'efficacité énergétique en réseaux autonomes permettent également de réduire de façon significative les émissions de gaz à effet de serres associées aux activités du Distributeur. »¹⁸

Vu l'important potentiel technico-économique il est donc à prévoir que les résultats du PGEÉ en réseaux autonomes devraient éventuellement pouvoir être révisés à la hausse, comme l'ont été les résultats anticipés pour le réseau intégré. Une telle révision à la hausse est prévisible et même souhaitable dans le contexte des émissions atmosphériques résultant de ces réseaux.

Il s'agissait donc, pour l'année 2006, d'un retard totalisant environ 99 % des économies d'énergie prévues au dossier R-3584-2005 en RA. Selon les prévisions du dossier R-3610-2006, un retard de 45 % sur le cumulatif est d'autre part prévu avant la fin de l'année 2007.

Concernant l'information disponible au présent dossier pour l'année 2007, le GRAME a formulé des demandes de renseignements qui lui semblaient pertinents dans un contexte de surplus énergétiques importants pour les deux prochaines années. Rappelons que ces

¹⁸ Référence : Dossier R-3610-2006, Argumentation finale du GRAME, pièce C8-29, pages 26 et 27.

surplus s'atténueront par la suite, la période critique pour la gestion de ceux-ci se situe donc dans les trois prochaines années. Selon l'analyse présentée à la section précédente, les résultats réels du PGEÉ en réseau intégré pour l'année 2007 n'ont pas été jugés absolument nécessaires puisqu'une information partielle, soit des résultats anticipés, avait été fournie lors du dossier R-3644-2007 et laissait entrevoir un écart de - 6 GWh, écart ayant été incorporé au présent plan.

Dans un contexte de surplus énergétiques importants, la situation pour les réseaux autonomes est différente et mérite que l'on précise si les objectifs et les prévisions pour l'année 2007 ont été réalisés. Rappelons les obligations énumérées aux articles de la section 3.1 sur le plan d'approvisionnement en réseaux autonomes du Guide de dépôt des demandes soumises à la Régie de l'énergie par Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (18 juin 2007).

Le Distributeur doit fournir l'historique, depuis 2001, des données annuelles, notamment les ventes d'énergie (article 40) et présenter une comparaison avec les prévisions du plan d'approvisionnement précédent (article 41). De notre compréhension, les données disponibles devraient comprendre l'année 2007, non pas la prévision historique mais les données réelles, ou à tout le moins les données basées sur les résultats disponibles au moment du dépôt du plan. Le Distributeur aurait pu utiliser les données réelles disponibles en réseaux autonomes au moment du dépôt et les escompter au 31 décembre 2007.

Guide de dépôt des demandes soumises à la Régie de l'énergie par Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (18 juin 2007).

Section 3.1 sur le plan d'approvisionnement en réseaux autonomes.

40. Fournir l'historique depuis 2001 des données annuelles suivantes, pour chaque réseau autonome :
 - le nombre d'abonnements;
 - les ventes d'énergie;
 - les pertes de distribution, la consommation des centrales et l'usage interne (électricité utilisée dans les bâtiments appartenant à Hydro-Québec);
 - la production d'énergie;
 - l'appel de puissance à la pointe d'hiver;
 - la puissance installée.

41. Présenter une comparaison des prévisions contenues au plan d'approvisionnement précédent avec les données suivantes, observées sur la période du plan précédent :
 - les ventes d'énergie;
 - l'appel de puissance à la pointe d'hiver.

Le Distributeur doit aussi présenter les prévisions sur un horizon d'au moins dix ans, pour chaque réseau autonome. Ces prévisions devraient inclure la contribution des interventions commerciales prises en compte dans les prévisions et les comparer par rapport au plan précédent (article 42). Le Distributeur doit aussi présenter un tableau décrivant les interventions commerciales par région. Ces interventions incluent le PGEÉ, les programmes commerciaux, la tarification dissuasive et les conditions de service spécifiques au nord du 53^e parallèle (Article 43).

42. Présenter les prévisions suivantes, sur un horizon d'au moins dix ans, pour chaque réseau autonome :
 - le nombre d'abonnements au secteur domestique et agricole;
 - les ventes d'énergie. Comparer cette prévision par rapport à celle du dernier plan d'approvisionnement;
 - les pertes de distribution, la consommation des centrales et l'usage interne (électricité utilisée dans les bâtiments appartenant à Hydro-Québec);
 - la production d'énergie;
 - l'appel de puissance à la pointe d'hiver. Comparer cette prévision par rapport à celle du dernier plan d'approvisionnement;
 - la puissance installée;
 - la puissance garantie selon le critère de planification;
 - la réserve en puissance;
 - la contribution des interventions commerciales prise en compte dans les prévisions.

44. Présenter un tableau décrivant les interventions commerciales par région (plan global d'efficacité énergétique, programmes commerciaux, tarification dissuasive et conditions de service spécifiques au nord du 53^e parallèle).

Le Distributeur doit également présenter, pour chaque réseau autonome, un bref portrait de la situation actuelle, soit celle qui était prédominante en 2007 et au début de 2008. Le GRAME a donc demandé plus d'informations sur la situation actuelle des économies d'énergie du PGEÉ en réseaux autonomes, pour chacun des réseaux autonomes pour l'année 2007, puisqu'elle est terminée et que les données réelles sont disponibles.

48. Présenter pour chaque réseau autonome :
- un bref portrait de la situation actuelle;
 - le suivi de la stratégie d'approvisionnement présentée dans le dernier plan d'approvisionnement;
 - la stratégie d'approvisionnement retenue, incluant la stratégie d'approvisionnement du carburant le cas échéant, pour répondre aux besoins sur des horizons de trois et dix ans;
 - les diverses stratégies d'approvisionnement évaluées et la démonstration que la stratégie retenue assure des approvisionnements suffisants et fiables pour répondre aux besoins de la clientèle et ce, au plus bas coût possible compte tenu des risques;
 - l'état d'avancement des études et de la réalisation des projets planifiés de production d'électricité et de raccordement au réseau intégré.
-

3.3 Bilan historique des économies d'énergie en Réseaux autonomes

Voici comment le Distributeur décrit la contribution estimée des programmes commerciaux dans les réseaux autonomes (Référence : HQD-2, Document 1, Page 14 de 36) :

« Comme le démontre le tableau 5, à l'horizon 2017, les interventions commerciales (programmes d'utilisation efficace de l'énergie, tarification et conditions de fournitures spécifiques au nord du 53e parallèle) permettent de réduire les besoins en énergie et en puissance de respectivement 225,2 GWh et 80,1 MW.

De 2007 à 2017, si les interventions commerciales sont maintenues, la croissance prévue des besoins en énergie sera de 17 %, passant de 400,9 GWh à 467,6 GWh. Si elles étaient abandonnées, toujours par rapport aux besoins avec interventions commerciales de 2007, cette croissance serait plutôt de 73 %, passant de 400,9 GWh à 692,8 GWh. En puissance, la croissance prévue des besoins de 2007 à 2017 est de 14 % (passant de 87,1 MW à 99,2 MW), en maintenant les interventions commerciales. Sans ces dernières, la croissance serait plutôt de 106 % (passant de 87,1 MW à 179,3 MW). »

Dans le bilan historique des économies d'énergie réalisées du tableau 2D-11, de la pièce portant sur le Réseau intégré (HQD-1, Document 2, Annexe 2D, Page 115 de 291), le Distributeur présente l'état de la situation et l'évolution des données réelles des programmes en efficacité énergétique. Ce tableau comprend, notamment, les programmes du PGEÉ ainsi que les programmes en efficacité énergétique déjà réalisés. Les données sont présentées par secteurs d'activités.

Étant donné que les données réelles de l'année 2007 n'ont pas été fournies au dossier R-3644-2007 et que l'état d'avancement réel cumulatif des programmes en réseaux autonomes n'est pas connu, le GRAME souhaitait pouvoir évaluer la progression réelle de l'intégration du PGEÉ en réseaux autonomes et la comparer au plan d'approvisionnement actuel et au précédent plan d'approvisionnement.

Au dossier R-3644-2007, le distributeur a présenté, à la pièce HQD-14, Document 3, annexe A, l'état d'avancement anticipé pour les PGEÉ en réseaux autonomes, tel qu'il le mentionne en réponse à une demande du GRAME.

Analyse de l'état de réalisation (potentiel d'efficacité énergétique réalisé) des programmes du PGEÉ en RA pour l'année 2006

Dans le cadre du dossier R-3584-2005, le Distributeur prévoyait des économies d'énergie de 3,882 GWh en 2006 et de 9,707 GWh (cumulatif) en 2007. Lors du panel 5, le GRAME a demandé que le Distributeur fasse état de l'avancement des économies d'énergie en GWh réalisées pour l'année 2006. M. Roberge a alors précisé que le programme Interventions personnalisées, pour lequel des économies de 3,312 GWh étaient prévues en 2006, n'est pas encore réalisé mais que le retard devrait être rattrapé à l'échéance de l'année 2009.

Rappelons les données préliminaires. Au dossier R-3684-2005, le Distributeur prévoyait des économies de 3,882 GWh en 2006 et de 9,7 GWh cumulatif en 2007. Selon les estimations présentées au tableau HQD-14, document 3, annexe A, le Distributeur a réalisé des économies de 0 GWh en 2006 et de 1 GWh en 2007 (Anticipé). Il prévoit des économies de l'ordre de 3 GWh en 2008.

TABLEAU 2
IMPACT ÉNERGÉTIQUE ANNUEL DU PGEÉ – RÉSEAUX AUTONOMES
(GWh cumulés, incluant les GWh équivalent mazout)⁸

Clientèles	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Clientèle résidentielle	0	0	0	3,6	8,9	12,8	13,2	13,6
Clientèle affaires	0	0	0	0,3	0,8	1,7	2,6	3,3
Total	0	0	0	3,9	9,7	14,5	15,8	16,9

Référence : Dossier R-3584-2005, Pièce B-1-HQD-1, document 1, page 11, tableau 2.4

Au dossier R-3644-2007, le GRAME se positionnait face à cette problématique comme suit :

« A titre informatif, le Distributeur prévoyait en 2006, des économies de 5 304 MWh équivalent, soit 5.3 GWh¹⁹ de réduction ou d'impact énergétique pour l'année 2007. Notez que c'est plus du double de ce qui est prévu pour l'année 2008.

La même question se pose qu'au précédent dossier. **Quelles ont donc été les économies en RA en 2007 par rapport à celles prévues au dossier R-3610-2006 ? Ont-elles été réalisées ? »²⁰**

¹⁹ <http://fr.wikipedia.org/wiki/Kilowatt-heure> : 1 gigawatt-heure (GWh) = 1 000 MWh = 1 000 000 kWh = 1 000 000 000 Wh

²⁰ Référence : Dossier R-3644-2007, pièce C-7-5, Page 23.

Le prochain tableau est tiré du dossier R-3610-2006 :

TABLEAU 5.15 : BUDGET ET IMPACT ÉNERGÉTIQUE DES PROGRAMMES DU PGEE
ADAPTÉS POUR LES RÉSEAUX AUTONOMES - 2007

Programme	Budget du Distributeur* (k\$)	Budget des partenaires et clients participants (k\$)	Impact énergétique (MWh équivalents)
Interventions personnalisées	1 150	0	4 776
Mieux consommer	268	74	470
ÉnerGuide	42	23	35
Novoclimat	17	8	23
TOTAL	1 476	105	5 304

Notes : * Chaque programme inclut une contingence de 10%.
** Le total peut être différent de la somme des données en raison des arrondis.

Original : 2006-08-16

HQD-15, Document 1
Page 45 de 72

En observant les prévisions au dossier R-3584-2005 à l'horizon 2008, l'impact énergétique cumulatif du PGEE devait être de l'ordre de 12.8 GWh pour le marché résidentiel, soit plus de 6 fois plus élevé que l'actuelle prévision de 3 GWh.

Les programmes du PGEÉ adaptés pour les réseaux autonomes généreront des économies d'énergie de 5,3 GWh équivalents en 2007. Les investissements requis en 2007 pour réaliser ces économies d'énergie sont de 1,5 M\$ de la part du Distributeur et de 0,1 M\$ de la part des partenaires et des clients participants. **Ces données sont identiques à celles présentées dans la demande R-3584-2005 car aucun nouvel intrant n'est disponible.**²¹

Il s'agit d'un écart très significatif. Nous ne savons pas quel a été l'impact énergétique réel pour 2007. Cette donnée aurait avantage à être divulguée par le Distributeur. En effet, même si les résultats anticipés, qui étaient de l'ordre de 1 GWh, s'avéraient exacts, il est tout à fait possible que les programmes du PGEÉ en réseaux autonomes prennent un autre virage. Cette tendance doit être observée, confirmée ou infirmée. Ce qu'il faut retenir, c'est que le potentiel d'économies d'énergie est toujours le même.

Pour terminer, le Distributeur confirme que les résultats présentés au tableau 3 (Référence : HQD-2, Document 1, Page 12 de 36) pour le PGEÉ en 2007 sont des prévisions, telles qu'elles apparaissaient au dossier R-3644-2007.²²

Le GRAME demande au Distributeur de déposer une mise à jour des résultats réels des programmes en efficacité énergétique des réseaux autonomes pour l'année 2007.

²¹ R-3610-2006, HQD-15, Document 1 Page 23 de 72.

²² B-19, HQD-3, Document 6, Page 32 de 55, réponse 13.7.

3.4 Prévision pour les programmes d'efficacité énergétique en réseaux autonomes

« Les coûts relativement élevés de la production au moyen de groupes électrogènes ont amené le Distributeur à mettre en place des programmes d'efficacité énergétique, adaptés aux particularités des différents réseaux autonomes. Ceux-ci couvrent deux axes de l'efficacité énergétique, soit l'utilisation efficace de l'énergie et l'économie d'énergie. »²³

TABLEAU 3
BESOINS PRÉVUS 2007-2017

	2007	2008	2010	2012	2014	2017	Croissance annuelle moy. 2007-2017
Nombre d'abonnements domestiques et agricoles	13 547	13 412	13 746	14 054	14 371	14 804	0,9%
<i>Avec interventions commerciales</i>							
Ventes d'énergie après PGEÉ (en GWh)	352,8	357,2	366,6	379,6	393,1	414,2	1,6%
PGEÉ (en GWh)	1,5	4,0	7,7	8,0	8,0	8,0	
Usage interne, pertes et services auxiliaires (en GW)	48,1	47,6	48,6	49,9	51,3	53,4	1,1%
Production d'énergie (en GWh)	400,9	404,8	415,2	429,5	444,4	467,6	1,6%
Pointe annuelle (en MW) ¹	87,1	85,6	88,0	91,1	94,2	99,2	1,3%

¹ Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

« Comme le montre le tableau 4, en ne tenant pas compte de l'ajout des besoins de Schefferville, à l'horizon 2014, la prévision de la demande d'électricité en énergie des réseaux autonomes du présent plan d'approvisionnement est inférieure de près de 5 GWh à la prévision du Plan d'approvisionnement 2005-2014. Cette révision à la baisse s'explique d'abord par la mise en place des nouvelles modalités du PGEÉ, lequel vient réduire la demande de près de 8 GWh à l'horizon 2014. De plus, le secteur industriel a été revu à la baisse. »²⁴

Tel que mentionné par le Distributeur, au présent plan, la prévision de la demande d'électricité en énergie des réseaux autonomes est inférieure de près de 5 GWh aux prévisions du précédent plan. Le GRAME est préoccupé par le fait que les prévisions initiales du Distributeur au dossier R-3684-2006 étaient nettement supérieures à celles du présent plan et celles du dossier R-3644-2007. Si la tendance se maintient et que les programmes du PGEÉ prennent leur essor, les besoins en énergie seront inférieurs aux prévisions du présent plan d'approvisionnement. Sans être en mesure de déterminer à quel moment, une mise à jour de l'année 2007 est importante.

D'autre part, à la lecture de la pièce HQD-2 et de l'annexe sur les réseaux autonomes, on constate que les données prévisionnelles sont établies par le Distributeur par réseau autonome et non globalement. Ces données proviennent de l'addition des prévisions d'économies d'énergie pour chacun des programmes offerts. **Afin de pouvoir suivre l'évolution des économies d'énergie, le Distributeur devrait identifier la progression de chacun de ses programmes par réseau autonome. En effet, par le passé, la progression des programmes a été très différente en fonction des réseaux.**

²³ Référence : HQD-2, Document 1, Pages 10 et 11 de 36.

²⁴ Ibid.

Donc, l'appariement entre les besoins et les résultats en efficacité énergétique par réseau autonome est primordial. En effet, chaque réseau étant alimenté séparément du réseau intégré, une différence non significative pour le réseau intégré peut s'avérer significative pour un réseau autonome.

En consultant les tableaux prévisionnels des besoins en énergie, pour notamment le Nunavik, nous constatons une croissance importante de l'ordre de 18.72 % entre 2004 et 2014. On constate aussi que le Distributeur prévoit des économies d'énergie provenant du PGEÉ de l'ordre de 0,1 GW en 2007, jusqu'à 0,6 GW à l'horizon 2017.

Le GRAME a suivi attentivement le dossier des programmes du PGEÉ en réseaux autonomes depuis le dossier R-3584-2006. Nous sommes d'avis qu'il est dommage de ne pas avoir obtenu les résultats de l'année 2007 et que ceux-ci auraient pu être utiles à une analyse plus complète des besoins en énergie. Cependant, à la lumière des informations recueillies aux dossiers précédents, ces programmes ne sont pas encore livrés adéquatement en réseaux autonomes. De nombreuses barrières à l'entrée existent.

En effet, la différence entre les données réelles et les résultats anticipés pour l'année 2007 peut ne pas être importante et donc avoir un impact significatif sur les prévisions réelles du présent plan. Compte tenu des obstacles et barrières identifiés par le GRAME au dossier précédent, il serait aussi probable que les prévisions en efficacité énergétique pour les années 2008 et 2009 ne soient pas significativement supérieures à celles identifiées au présent plan d'approvisionnement. Il serait néanmoins probable que les programmes du PGEÉ prennent leur essor par la suite.

Pour ces raisons, le GRAME est d'avis qu'une sous-estimation des prévisions en efficacité énergétique n'entraînerait pas globalement des écarts significatifs entre 2008 et 2010 dans le calcul des besoins en énergie des réseaux autonomes. Cependant, nous exprimons des réserves quant aux écarts qui pourraient survenir dans les réseaux autonomes à plus long terme et l'impact sur la prévision des besoins en énergie. Un suivi serré de la situation est nécessaire à moyen et à court terme.

Par conséquent, le GRAME demande à la Régie d'entériner les présentes prévisions en efficacité énergétique présentées par le Distributeur, avec les réserves mentionnées ci-dessus.

Conclusion

Concernant la prévision de la demande jusqu'en 2017, le GRAME rappelle qu'il s'était interrogé sur les provisions prévues autrefois pour les gains en efficacité énergétique anticipés à l'horizon 2010. L'Histoire nous a donné largement raison, le Distributeur prévoyant, à chaque révision de son Plan d'approvisionnement et de son PGEÉ, des économies de plus en plus importantes, pour un même horizon.

Le GRAME considère que l'évaluation présentée actuellement à l'horizon 2016 peut être considérée comme acceptable, sans exclure la probabilité que le PGEÉ du Distributeur puisse être bonifié au cours des prochaines années.

Elle est acceptable dans la mesure où nous pensons qu'il y a aussi une sous-estimation des économies d'énergie susceptibles d'être obtenues. Toutefois, il y a également sous-estimation du prix du pétrole, ce qui devrait favoriser une légère hausse de la consommation.

Sous réserve des commentaires présentés dans sa preuve, le GRAME recommande à la Régie de rétablir le seuil de température servant à déterminer les besoins en chauffage à 15°C, tel qu'il était initialement. Un seuil à 16°C s'approche toutefois de la recommandation du GRAME.

Le GRAME approuve aussi la révision de la normale climatique qui intègre le réchauffement climatique et recommande à la Régie d'approuver l'introduction de cette nouvelle normale climatique.

Le GRAME accepte le dépôt des pièces telles qu'elles sont présentées par le Distributeur et ce, sans demander une mise à jour de celles-ci pour incorporer l'impact réel du PGEÉ de l'année 2007 sur le plan d'approvisionnement du présent dossier, pour le réseau intégré.

Le GRAME demande toutefois au Distributeur de déposer une mise à jour des résultats réels des programmes en efficacité énergétique des réseaux autonomes pour l'année 2007, vu les écarts plus importants constatés dans ces derniers entre les prévisions et le réel.

Afin de pouvoir suivre l'évolution des économies d'énergie, le Distributeur devrait identifier la progression de chacun de ses programmes par réseau autonome. En effet, par le passé, la progression des programmes a été très différente en fonction des réseaux. Donc, l'appariement entre les besoins et les résultats en efficacité énergétique par réseau autonome est primordial. En effet, chaque réseau étant alimenté séparément du réseau intégré, une différence non significative pour le réseau intégré peut s'avérer significative pour un réseau autonome.

Pour terminer, notons que les prévisions des besoins pour le plan d'approvisionnement en réseaux autonomes, de même que les résultats anticipés des programmes du PGEÉ ont été réalisés avec une estimation des prix du pétrole variant entre 65 et 75 \$US/baril entre 2006 et 2017.

Rappelons qu'avec l'évolution rapide du prix du pétrole, il deviendra avantageux pour la clientèle des réseaux autonomes de participer activement aux programmes commerciaux et aux programmes du PGEÉ, ce qui induira une pression à la baisse de la consommation d'électricité. En effet, puisque les programmes du PGEÉ s'adressent également à la clientèle qui se chauffe au mazout en réseau autonome, l'intérêt du PGEÉ devrait prendre de l'ampleur sans toutefois avoir un impact à la hausse sur la consommation d'électricité (pas de substitution) lorsque le tarif dissuasif s'applique. Puisqu'en région éloignée le prix du mazout est plus élevé, il pourrait y avoir une tendance vers la substitution du mazout vers l'électricité pour la chauffe des locaux dans le secteur résidentiel de même qu'institutionnel lorsque le tarif dissuasif ne s'applique pas. Ce qui pourrait augmenter les pertes du Distributeur quant à ces réseaux.

Nous souhaitons seulement mettre en perspective que l'évaluation que fait le Distributeur des résultats du PGEÉ en réseaux autonomes pour les années du présent plan d'approvisionnement est probablement faussée puisqu'elle est basée sur des prix du pétrole variant entre 65 et 75 \$US/baril, entre 2006 et 2017.

C'est donc un des éléments à suivre de près dans l'avenir. Le GRAME est préoccupé par l'impact des hausses du prix du pétrole sur les réseaux autonomes et donc sur les manques ou les surplus en approvisionnement qui pourraient y être rattachés.

Le GRAME demande donc à la Régie d'exiger du Distributeur que celui-ci révise adéquatement le prix du pétrole dans ses prévisions du prochain plan d'approvisionnement particulièrement pour les réseaux autonomes.