

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION  
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1  
DU GRAME**



## **1. BESOINS EN PUISSANCE**

### **Préambule**

#### **5 APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS ET STRATÉGIE**

##### **5.3 Stratégie envisagée à long terme**

###### **5.3.2 Besoins en puissance**

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

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

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

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

Référence : HQD-1, Document 1, page 41

### **Demandes**

1.1. Pourriez-vous identifier les causes de l'abandon du programme d'électricité interruptible chez la clientèle visée ?

### **Réponse :**

**L'adhésion des clients à l'option d'électricité interruptible est principalement conditionnée par les bénéfices que ceux-ci anticipent retirer de l'option en comparaison avec la valeur accordée à la production qui sera interrompue. Les clients**

**doivent considérer les modalités de l'option, les contraintes d'opération et le contexte économique dans lequel ils opèrent.**

- 1.2. Le fait que l'option de gestion « groupe électrogène » soit utilisée en intermittence avec l'option d'électricité interruptible, soit chacun son tour, a-t-il eu un impact sur l'abandon du programme d'électricité interruptible par certains clients ?

**Réponse :**

**Le Distributeur ne croit pas que l'utilisation « intermittente » de l'option de gestion des groupes électrogènes a eu un impact sur l'abandon du programme d'électricité interruptible par certains clients notamment compte tenu de la très faible contribution des groupes électrogènes.**

- 1.3. L'option d'électricité interruptible est-elle utilisée à sa pleine capacité, c'est-à-dire que lorsqu'un client adhère à ce programme, sera-t-il appelé suffisamment de manière à susciter son intérêt (économiquement) ?

**Réponse :**

**L'utilisation de l'option d'électricité interruptible dépend des aléas affectant l'équilibre offre-demande du Distributeur. L'utilisation de cette option peut être réduite si les températures, au cours de la période d'hiver, sont significativement plus élevées que les moyennes saisonnières, entraînant ainsi une baisse des besoins du Distributeur par rapport aux prévisions.**

**Les nouvelles dispositions tarifaires applicables à l'option d'électricité interruptible pour la clientèle de grande puissance, approuvée par la Régie le 13 décembre 2006 (D-2006-163), introduisaient un crédit fixe pour la période d'hiver. De concert avec les clients industriels, le Distributeur visait ainsi à augmenter la participation et enrayer l'effritement possible de l'adhésion.**

- 1.4. Si oui, dans quelles proportions en 2006 et en 2007 ?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 1.5.**

1.5. Pourriez-vous nous dresser un tableau détaillé du nombre de clients, de la puissance dont ils disposent et de l'utilisation de l'option par le Distributeur chez ces clients ?

**Réponse :**

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

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

## **2. OPTIONS DE GESTION GROUPES ÉLECTROGÈNES DE SECOURS**

### **Préambule**

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

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

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

*(...)*

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

Référence : HQD-1, Document 1, page 23

### **Demandes**

2.1. Le Distributeur a-t-il aussi éventuellement l'intention de changer le traitement de la réserve associée à l'option de gestion de la demande des Groupes électrogènes de secours ?

### **Réponse :**

**Le programme des groupes électrogènes de secours a suscité peu d'intérêt chez les propriétaires de groupes électrogènes et sa contribution n'est pas suffisante pour apparaître au bilan.**

**Par ailleurs, le programme des groupes électrogènes de secours offre le même service que l'option d'électricité interruptible. Le Distributeur accordera un traitement équivalent aux deux programmes.**

2.2. Veuillez préciser dans quelle mesure le Distributeur a besoin de cette dernière option pour équilibrer son bilan de puissance ?

### **Réponse :**

**Voir la réponse précédente.**

### **Préambule**

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

Référence : HQD-1, Document 1, page 33

### **Contexte**

Afin de suivre les directives procédurales de la Régie au présent dossier et sans remettre en question l'option de gestion « Groupe électrogène », nous aimerions simplement connaître dans quelle mesure cette option a permis de couvrir des besoins en puissance ou en énergie du Distributeur. Nous comprenons que cette option sera éventuellement remise en question dans un dossier subséquent.

## **Demandes**

2.3. Veuillez préciser la quantité d'énergie (énergie et puissance) qui a été fournie par cette option en 2006 et en 2007 et celle prévue pour 2008 et 2009 ?

### **Réponse :**

**Pour l'hiver 2005-2006, l'utilisation des groupes électrogènes de secours faisait l'objet d'une expérience pilote et trois clients y ont participé pour un total de 7,4 MW de puissance interruptible (6 MW, 1,2 MW et 200 kW respectivement). Le Distributeur a eu recours aux groupes électrogènes pendant des périodes allant de 16 à 32 heures selon les clients.**

**Pour l'hiver 2006-2007, deux clients ont adhéré à l'option pour un total de 1,6 MW (1,4 MW et 200 kW respectivement). L'option a été appelée pour des périodes de 25 à 49 heures selon les clients.**

**Aucun client n'a adhéré à l'option pour l'hiver 2007-2008 et le Distributeur ne prévoit pas que cette situation changera.**

**Par ailleurs, tel que la Régie l'a demandé dans sa décision D-2006-149, le Distributeur déposera dans son dossier tarifaire 2009-2010 un bilan de l'option d'utilisation des groupes électrogènes de secours et ses perspectives d'avenir.**

2.4. Pourriez-vous préciser d'où provenait cette énergie ? (type de client (institutionnel, commercial, industriel,) type d'emplacement (urbain ou pas)) ?

### **Réponse :**

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

## **3. POTENTIELS DISPONIBLES EN GESTION DE CONSOMMATION**

### **Préambule**

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

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

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

## **Demandes**

- 3.1. Pouvez-vous élaborer sur les potentiels disponibles en gestion de consommation, ceux-ci peuvent-ils inclure des options de tarification différenciées dans le temps et des outils de mesure de la consommation permettant un signal de prix, tels que les compteurs avancés ?

### **Réponse :**

**Selon les évaluations préliminaires du Distributeur, seuls les accumulateurs thermiques au marché commercial et institutionnel ont un potentiel technico-économique de réduction de puissance.**

**Les options de tarification différenciées dans le temps ou les outils de mesure de la consommation permettant un signal de prix sont des outils qui peuvent être mis à la disposition des consommateurs pour les inciter au déplacement de charge et à la gestion de la consommation**

**Voir également la réponse à la question 4.1.**

- 3.2. À part l'installation d'accumulateurs thermiques, y-a-t-il d'autres options de gestion de la consommation qui pourraient s'adresser à la clientèle résidentielle ? Aux clients du secteur commercial et institutionnel ? Aux clients industriels ?

**Réponse :**

**Mis à part les accumulateurs thermiques, le Distributeur peut toujours utiliser l'option d'électricité interruptible qui est offerte aux clients institutionnels, commerciaux et industriels.**

3.3. Pourriez-vous nous les décrire brièvement et présenter leurs potentiels disponibles en gestion de consommation ?

**Réponse :**

**Deux options de gestion de la consommation sont présentées dans le Plan : l'électricité interruptible et l'installation d'accumulateurs thermiques. Concernant le potentiel des accumulateurs thermiques, voir HQD-1, Document 1, p. 43.**

**4. IMPACT DE LA TARIFICATION DIFFÉRENTIÉE DANS LE TEMPS SUR LA GESTION DE LA DEMANDE**

### 1.1 Stratégie énergétique du Québec

1 Dans la stratégie énergétique du Québec 2006-2015<sup>1</sup>, le « gouvernement  
2 souhaite qu'Hydro-Québec implante progressivement chez la clientèle  
3 résidentielle une tarification selon la saison et l'heure d'usage et présente une  
4 demande à la Régie de l'énergie en ce sens en 2007. Ces propositions ne  
5 devront pas avoir pour impact d'augmenter la facture globale de l'ensemble des  
6 consommateurs. Une telle tarification, déjà en vigueur ailleurs dans le monde,  
7 donnerait des outils au consommateur pour mieux contrôler sa facture  
8 d'électricité. Elle constituerait sans nul doute un excellent moyen de réduire la  
9 demande de pointe. »

### 1.2 Décision D-2007-12

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

### 1.3 Types de tarification dynamique

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

---

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

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

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

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

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

## **Contexte**

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

## **Demandes**

- 4.1. Puisque le gouvernement souhaite « *qu'Hydro-Québec implante progressivement chez la clientèle résidentielle une tarification selon la saison et l'heure d'usage et présente une demande à la Régie de l'énergie en ce sens en 2007.* », pourriez-vous préciser, selon votre estimation, quel pourrait être l'impact de l'introduction d'une telle option de tarification sur le plan d'approvisionnement du Distributeur dans les années à venir (2008-2017), soit l'impact sur les besoins en puissance et en énergie du Distributeur ?

## **Réponse :**

**Le Distributeur précise d'abord que la citation en contexte n'est pas sienne ; il s'agit plutôt d'un extrait de la *Stratégie énergétique* du gouvernement. D'autre part, le Distributeur ne possède pas les informations qui lui permettent de répondre à la question du GRAME.**

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

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

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

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

- 4.2. À combien évaluez-vous ces économies d'énergie et les déplacements de charge pour le calcul des prévisions de besoins en puissance ?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 4.1.**

- 4.3. Est-ce prévisible à ce jour ? À quel moment HQD sera en mesure de connaître ces détails ?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 4.1.**

- 4.4. À partir de quelle année du plan 2008-2017 un tel impact pourrait-il être ressenti ?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 4.1.**

- 4.5. Est-ce significatif en termes de puissance en comparaison avec des options de gestion telles que les groupes électrogènes et l'option électricité interruptible ?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 4.1.**

- 4.6. Les coûts de l'introduction de cette option en fonction de la réduction des besoins en puissance, donc en fonction des économies réalisées,

pourraient-ils être comparables à ceux des deux autres options mentionnées ?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 4.1.**

## **5. TRAITEMENT ACCORDÉ AUX OPTIONS**

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

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

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

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

### **Contexte**

De notre compréhension, une telle tarification permettrait, si elle était offerte à la clientèle résidentielle, de réduire la demande de pointe, telle que l'option d'électricité interruptible le permet. Considérant l'existence d'une différence entre une option où le Distributeur a le contrôle des résultats et une autre, celle de la TDT, où le Distributeur n'a pas de contrôle sur les résultats, donc sur la réduction de la demande de pointe.

### **Demandes**

#### **Projet pilote**

5.1. Concernant spécifiquement le projet pilote proposé au dossier R-3644-2007, les économies d'énergies ou/et la réduction de la demande de pointe prévues ont-elles été introduites dans les calculs de la prévision

de la demande ou dans les économies d'énergie du PGEÉ dans le présent plan 2008-2017?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 4.1.**

5.2. Si elles n'ont pas été prises en compte à ce jour, seront-elles introduites, et à quel moment, dans le calcul de la prévision de la demande ou dans les économies d'énergie du PGEÉ ?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 4.1.**

#### **Option de tarification différenciée dans le temps**

5.3. En ce qui concerne les économies d'énergie (s'il y a) d'une part et d'autre part l'effacement de la demande résultant d'une option de tarification différenciée, ce moyen de gestion sera-t-il traité dans le plan d'approvisionnement du Distributeur comme une économie d'énergie ou traité comme étant une mesure de gestion de la consommation, soit à titre de moyen d'approvisionnement comme l'électricité interruptible ?

**Réponse :**

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

#### **6. *Loi sur la Stratégie énergétique du Québec***

##### **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)***

***LOI SUR LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE***

**43.** *L'article 74.1 de cette loi est modifiée :*

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

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

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

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

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

### **Contexte**

Concernant les modifications récentes à l'article 43 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* spécifiant que le Distributeur devra considérer les projets d'efficacité énergétique au même titre que des projets d'approvisionnement en autant que ceux-ci puissent satisfaire « .... *aux exigences de stabilité, de durabilité et de fiabilité applicables aux sources d'approvisionnement conventionnelles* » et que « *Pour l'application du présent article, le promoteur d'un projet d'efficacité énergétique est considéré comme un fournisseur d'électricité.* »

### **Demandes**

6.1. À ce jour, avez-vous reçu des projets en efficacité énergétique à titre de soumission pour un appel d'offres ? Si oui, lesquels ?

### **Réponse :**

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

6.2. Sinon, de votre expérience dans le domaine et de votre expérience des marchés au Québec, quels sont les secteurs d'activités ou regroupements d'intérêts qui pourraient être intéressés à soumettre de tels projets ?

**Réponse :**

**Cette question est prématurée.**

6.3. Les économies d'énergie seraient-elles traitées en réduction de la demande, à titre d'approvisionnement ou à titre d'économie d'énergie et ajoutées aux économies d'énergie réalisées et comptabilisées au PGEÉ ?

**Réponse :**

**Cette question est prématurée.**

6.4. De votre estimation, à combien évaluez-vous le potentiel technico-économique par secteur d'activités de ces projets en efficacité énergétique au Québec pour les prochaines années ?

**Réponse :**

**Cette question est prématurée.**

6.5. Est-il trop tôt pour les envisager et les estimer au présent plan 2008-2017 ?

**Réponse :**

**Oui.**

## **7. PLAN D'ENSEMBLE DE L'AGENCE EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE**

### **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.*

**Référence :** Projet de loi no 52, (2006, chapitre 46)

### **Conclusions**

14. À partir du contexte économique, démographique et énergétique dans lequel il évolue, le Distributeur a établi les prévisions des besoins des marchés québécois, après contribution des programmes d'efficacité énergétique, pour les dix prochaines années qui sont centrées et valables, le tout tel qu'il est démontré dans les documents déposés au soutien des présentes.

Référence : Pièce B-1, HQD requête dossier R-3648-2007

### **Contexte**

Dans le contexte actuel des modifications amenées par la *Loi concernant la mise en œuvre de la stratégie énergétique du Québec et modifiant diverses dispositions législatives, L.Q. 2006, c.46*, nous souhaitons obtenir vos commentaires sur les orientations du plan d'approvisionnement 2008-2017 en ce qui a trait à ces modifications et de quelle manière le plan d'approvisionnement permettra de faciliter l'atteinte des objectifs environnementaux tout en optimisant les retombées économiques et sociales. Plus précisément :

7.1. Dans le calcul de la prévision de la demande du plan d'approvisionnement, les cibles triennales en efficacité énergétique, soit celles qui sont visées par le plan d'ensemble que doit soumettre l'Agence en efficacité énergétique et qui sont notamment spécifiées à l'article 22.1 de la « *Loi sur la stratégie énergétique du Québec* », ont-elles déjà été intégrées aux prévisions de la prochaine année ?

**Réponse :**

**Conformément aux dispositions de l'article 22.1 de la Loi 46, le Distributeur a transmis à l'Agence de l'efficacité énergétique du Québec, en avril 2007, ses cibles triennales couvrant la période du 1<sup>er</sup> avril 2007 au 31 mars 2010. Ces cibles ont par la suite été mises à jour et traduites sur l'année financière du Distributeur (1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre) pour être intégrées au dossier R-3644-2007, ainsi qu'à la prévision de la demande soutenant le plan d'approvisionnement 2008-2017.**

7.2. Sont-elles intégrées au plan pour les années visées, soit de 2008 à 2017 ?

**Réponse :**

**Tel que mentionné en réponse à la question 7.1, les cibles triennales mises à jour ont été intégrées à l'intérieur des années concernées, soit 2007 à 2010. Le Distributeur a également 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.**

7.3. Si oui, dans quelle mesure ? Pouvez-vous préciser et quantifier ces prévisions d'économies d'énergie pour chacune des années prévues au plan d'approvisionnement?

**Réponse :**

**L'information demandée pour le réseau intégré se trouve, par secteurs de consommation, à la pièce HQD-1, Document 2, annexe 2A, page 62, tableau 2A-10.**

**Celle pour les réseaux autonomes est présentée à la pièce HQD-2, Document 2, annexe 4, pages 27 à 53.**

7.4. Dans le cas où ces prévisions ne sont pas disponibles pour l'ensemble du plan, pourriez-vous nous fournir celles des deux ou trois premières années du plan ?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 7.3.**

7.5. Pourriez-vous présenter ces prévisions séparément pour chacun des réseaux, soit pour celui du réseau intégré et pour celui des réseaux autonomes ?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 7.3.**

7.6. Pour les réseaux autonomes, pourriez-vous présenter ces prévisions séparément, par réseau autonome, sinon, les présenter globalement ?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 7.3.**

7.7. Sinon, pour quelle raison ne sont-elles pas intégrées au calcul de la prévision de la demande pour établir les besoins en approvisionnement des trois prochaines années ? Et quel pourrait en être, le cas échéant, l'impact sur les surplus ?

**Réponse :**

**Sans objet.**

### **Préambule**

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

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

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

Références : B-1 HQD, page 6

## **Demandes**

7.8. Compte tenu des nouvelles exigences identifiées par la *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*), de votre avis, les besoins en énergie pourraient-ils être revus à la baisse ?

### **Réponse :**

**Le Distributeur ne comprend pas à quelles exigences de la Loi le GRAME réfère.**

7.9. Plus spécifiquement, serait-il possible que les besoins en énergie soient inférieurs au scénario envisagé par le Distributeur pour les années 2008 à 2017 ? Est-ce peu probable, moyennement probable, fortement probable ?

### **Réponse :**

**Pour sa planification, le Distributeur utilise le scénario moyen de la prévision des besoins en énergie. Ainsi, il est probable d'avoir des besoins en énergie inférieurs à ce scénario moyen de la prévision.**

**Par exemple, le graphique 2B-4 à la pièce HQD-1, document 2, Annexe 2B donne, sous la forme d'un histogramme, la distribution de probabilité des valeurs possibles de besoins**

**annuels en énergie de l'année 2012 (à conditions climatiques normales).**

- 7.10. Lorsque le plan d'ensemble de l'Agence sera déposé et approuvé par la Régie, de votre connaissance du potentiel des programmes que vous mettrez en place conjointement avec l'Agence d'efficacité énergétique, quelle est l'ampleur, en termes de puissance et d'énergie de ces économies d'énergie et quel en serait l'impact sur le Plan d'approvisionnement 2008-2017 ?

**Réponse :**

**Tel que mentionné en réponse à la question 7.1, les prévisions les plus à jour concernant les interventions conjointes avec l'Agence de l'efficacité énergétique ont été intégrées au Plan d'approvisionnement 2008-2017 du Distributeur. Le Distributeur ne peut présumer à l'avance des ajustements qui pourraient être requis au Plan, le cas échéant, en raison de futures mises à jour de ces prévisions.**

**8. PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE**

**Programmes conjoints avec l'Agence en efficacité énergétique**

**Référence :**

- Tableau 2.1 (Économies d'énergie prises en compte dans la prévision des ventes (TWh)) et tableau 2.2 (Économies d'énergie prises en compte dans la prévision de puissance à la pointe d'hiver (MW)), pièce HQD-1, Document 1, Pages 11 de 60

*Et*

**2.1.3 Efficacité énergétique**

*La prévision de la demande présentée à la section 2.1.4 prend en compte l'impact des économies d'énergie sur les ventes et les besoins en puissance, qui sont de trois ordres :*

*(...) les programmes déployés dans le cadre du Plan global en efficacité énergétique, dont l'objectif d'économies d'énergie annuelles est de 4,7 TWh en 2010 et de 8,0 TWh à l'horizon 2015.*

Référence : Pièce HQD-1, Document 1, Pages 10 de 60

## **Demandes**

8.1. En ce qui concerne « *les programmes déployés dans le cadre du Plan global en efficacité énergétique, dont l'objectif d'économies d'énergie annuelles est de 4,7 TWh en 2010 et de 8,0 TWh à l'horizon 2015.* », pourriez-vous préciser si l'estimation des économies d'énergie résultant des programmes conjoints avec l'Agence en efficacité énergétique sont inclus dans les économies prévues de 8.0 TWh à l'horizon 2015 ?

**Réponse :**

**Oui.**

8.2. Si oui, pourriez-vous en préciser l'ordre de grandeur ?

**Réponse :**

**L'information demandée a été fournie pour chacun des programmes de l'Agence, pour la période 2007 à 2010, à la pièce HQD-15, Document 1.1, page 38, tableau R-13.1.5, du dossier R-3644-2007.**

**Pour les années 2011 à 2017, l'estimation des économies d'énergie résultant de ces programmes est intégrée aux prévisions agrégées fournies dans le présent dossier, aux références mentionnées en réponse à la question 7.3.**

8.3. Sinon, à quel moment pensez-vous pouvoir les intégrer au PGEÉ ?

**Réponse :**

**Sans objet.**

## **Impact du PGEÉ sur la prévision des ventes d'électricité**

### **Références**

- Tableau 2A-11, Économies d'énergie prises en comptes dans la prévision des ventes (TWh) de 2007 à 2017 : Pièce HQD-1, Document 2, Annexe 2A, Page 62 de 291
- Tableau 2D-11, Historique des économies d'énergie réalisées, HQD-1, Document 2, Annexe 2D, Page 115 de 291
- HQD-1, Document 2, Annexe 2 A, Page 61 de 291 ; et
- Référence : HQD-1, Document 2, Annexe 2C, Page 97 et 98 de 291

### **Contexte**

Dans le cadre de la prévision de la demande en énergie pour les deux réseaux, celui intégré et celui des réseaux autonomes, il demeure important de connaître l'état d'avancement des programmes en efficacité énergétique. Pour nous permettre de comprendre l'impact des économies d'énergie sur les besoins en énergie, nous aimerions obtenir de l'information plus détaillée, soit de l'information sur l'état d'avancement des économies d'énergie réalisées.

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.

En consultant le Tableau 2A-11, 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.

### **Demandes**

#### **Puisque**

*« 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 »* (Référence : HQD-1, Document 2, Annexe 2C, Page 97 et 98 de 291)

#### **et que**

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

et que d'autre part, les résultats réels du PGEÉ pour l'année 2007 ne sont pas pris en compte dans la prévision des ventes d'électricité et que le PGEÉ est l'un des facteurs important de révision à la baisse de la prévision des ventes :

Puisque cette partie de la preuve a été déposée avant la fin de l'année 2007 et que la Régie et le Distributeur se sont entendus sur le fait de ne pas mettre à jour l'ensemble de la preuve à cet égard.

8.4. Donc, sans nous fournir l'état d'avancement de chacun des programmes et sans mettre à jour l'ensemble de la preuve, ni les tableaux 2D-11 et 2A-11, pourriez-vous nous fournir simplement le résultat global des économies d'énergie pour l'année 2007 ?

**Réponse :**

**Cette question déborde le cadre de la présente demande.**

## **9. MICROPRODUCTION**

### **Préambule**

#### **4 APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS OU EN COURS D'ACQUISITION**

##### ***La micro-production***

*La taille maximale des projets visés doit être déterminée par règlement du gouvernement. Ainsi, à la suite de l'adoption d'un tel règlement, le Distributeur proposera à la Régie les modalités applicables à ce programme d'achat. Compte tenu des incertitudes reliées à ce type de projets, aucune contribution n'a été inscrite aux bilans du Distributeur.*

Référence : R-3648-2007, HQD-1,Doc1, p.32

#### **5) UNE RÉGLEMENTATION INCITATIVE POUR FAVORISER**

##### **L'INITIATIVE PRIVÉE**

– Le gouvernement souhaite également ouvrir la voie à la petite production d'électricité à partir d'équipements ayant une puissance inférieure à 1 MW. (...) Hydro-Québec reçoit donc le mandat de déposer à la Régie de l'énergie un programme d'achat d'électricité auprès de petits producteurs, et cela, d'ici 2007. 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 : L'énergie pour construire le Québec de demain– la stratégie énergétique du Québec 2006-2015, pp. 77-78

*«Au cours de 2007, Hydro-Québec proposera à la Régie de l'énergie un programme d'achat d'électricité auprès de petits producteurs d'énergie renouvelable. Ce programme devra viser des projets de plus de 50 kW et la totalité de l'énergie produite devra être vendue à Hydro-Québec Distribution.*

*Dans cet esprit, Hydro-Québec a présenté à l'UPA les enjeux liés au développement de ce nouveau programme. Comme les modalités du programme sont en cours d'élaboration et que les producteurs agricoles et forestiers pourraient être intéressés à y participer, les échanges entre nos deux organisations se poursuivront à ce sujet.*

*En 2006, les travaux du comité de liaison ont notamment porté sur les modèles de projets qui pourraient être implantés en milieu agricole.»*

Référence : [http://www.hydroquebec.com/municipal/pdf/upa\\_2006.pdf](http://www.hydroquebec.com/municipal/pdf/upa_2006.pdf) p. 8

### **Contexte :**

Selon la stratégie énergétique du Québec, la microproduction devra se faire essentiellement à partir de nouvelles technologies propres. Cependant, Hydro-Québec doit attendre que la décision du gouvernement du Québec soit déposée pour qu'il puisse soumettre ses propositions à la Régie. Dans les travaux du comité de liaison avec l'UPA, Hydro-Québec a échangé sur les possibilités d'une mise en place d'un programme de microproduction avec le secteur agricole.

### **Demandes :**

- 9.1. Le Distributeur a-t-il eu des échanges avec d'autres catégories de microproducteurs potentiels (ex : forestier, site d'enfouissement)? Si oui, lesquels ?

**Réponse :**

**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.**

9.2. Sinon, prévoit-il le faire et avec quelles catégories de microproducteurs?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 9.1.**

9.3. S'il y a lieu, pourriez-vous préciser la nature des obstacles discutés lors des échanges pour la faisabilité de la microproduction à partir de la biomasse agricole (techniques, économiques, environnementales, etc.) ?

**Réponse :**

**Étant donné la nature informelle et exploratoire des discussions tenues avec les différents intervenants, et compte tenu du caractère partiel et incomplet de l'information recueillie dans le cadre de ces discussions, le Distributeur n'est pas en mesure de répondre à la présente question.**

9.4. Le Distributeur est-il en mesure de quantifier approximativement la quantité totale de MW que le secteur agricole pourrait fournir en microproduction ?

**Réponse :**

**Le Distributeur ne dispose pas de données fiables et exhaustives lui permettant de quantifier le potentiel de production d'électricité qui pourrait provenir du secteur agricole.**

9.5. Le Distributeur est-il en mesure de quantifier approximativement la quantité totale de MW que d'autres secteurs pourraient fournir en microproduction ?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 9.4.**

9.6. Pourriez-vous préciser, selon votre estimation, quel pourrait être l'impact de l'introduction de ce programme sur le plan d'approvisionnement du Distributeur dans les années à venir (2008-2017) ?

**Réponse :**

**Le Distributeur n'est pas en mesure de quantifier l'impact d'un tel programme sur son plan d'approvisionnement notamment parce que la taille des projets admissibles n'a pas été fixée par règlement du gouvernement et qu'aucune modalité n'a encore été définie à ce jour.**

## **10. ESTIMÉS UTILISÉS PAR HQD CONCERNANT LES PRIX DU PÉTROLE BRUT**

**1. Référence :** HQD-1, doc. 1, p. 9 de 60.

« Les pressions haussières sur les prix s'atténueront, malgré une croissance de la demande soutenue. »

10.1. Doit-on comprendre que le scénario retenu par HQD serait réalisé à partir d'évaluations qui prennent en compte l'augmentation de la production de produits de substitution au pétrole, en particulier de biocarburants (éthanol par exemple) ?

**Réponse :**

**Le Distributeur ne faisait pas référence ici aux biocarburants, mais à l'augmentation attendue de l'offre non-OPEP et des capacités de raffinage mondiales. Toutefois, il prend en compte les informations dont il dispose sur les biocarburants dans sa prévision.**

10.2. Pourrait-on avoir l'estimé de la production de biocarburant qui est utilisé par au moins une des sources de données d'HQD concernant le prix du pétrole ?

**Réponse :**

**L'estimation de la production de biocarburant n'est pas utile au présent dossier.**

## **11. APPROVISIONNEMENT SOUS CONTRAT**

### **2. Références : HQD-1, doc. 1, p. 29 de 60**

« (...) au taux de livraison horaire correspondant à 35% de la puissance contractuelle des parcs éoliens en service (...)»

et HQD-1, doc.1, p. 31

« (...) un taux de livraison garanti équivalent à 30% de la puissance installée, avec une contribution et puissance équivalente. »

11.1. Comment Hydro-Québec explique-t-elle la différence entre le taux de 35% et de 30% ? Est-ce que cela représente les facteurs d'utilisation (F.U.) prévus en moyenne par les promoteurs pour chacun des appels d'offres ?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 21b de l'ACEF (HQD-3, Document 2).**

11.2. Qu'arrivera-t-il tant sur le plan de la gestion énergétique que sur le plan financier lorsqu'un parc éolien ayant signé un contrat en supposant un FU de 35% aurait, une année donnée, un FU inférieur (ex. 25%) ?

**Réponse :**

**Sur le plan énergétique, les livraisons d'énergie éoliennes sont assurées par Hydro-Québec Production en vertu de l'entente d'intégration, selon un facteur d'utilisation fixé à 35 %. À la fin de l'année, le Distributeur compare la contribution énergétique réelle des parcs éoliens aux livraisons d'énergie effectuée par Hydro-Québec Production dans le cadre de l'entente d'intégration. Si la contribution des parcs éoliens est supérieure à l'énergie livrée par Hydro-Québec Production, le Distributeur reçoit un paiement pour l'énergie excédentaire reçue par le Producteur. À l'inverse, le Distributeur doit compenser Hydro-Québec Production pour l'énergie éolienne non livrée.**

Par ailleurs, les dispositions des contrats éoliens prévoient le paiement de dommages en cas de défaut du Fournisseur de livrer l'énergie contractuelle. Les dommages à payer sont établis à l'article 30.2 des contrats éoliens, disponibles sur le site Web de la Régie au dossier R-3569-2005.

## **12. APPELS D'OFFRES EN VOIE D'ÊTRE LANCÉS**

### **3. Référence : HQD-1, doc. 1, p. 31 de 60.**

« (...) le gouvernement annonce le lancement d'un nouvel appel d'offres de 500mW (...) »

12.1. Est-ce que les critères liés à cet appel d'offre feront l'objet d'une cause spécifique ? Sinon quels critères le Distributeur envisage-t-il utiliser dans ce futur appel d'offre ?

#### **Réponse :**

**Les critères d'évaluation liés à cet appel d'offres seront déterminés par le Distributeur en fonction des préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées à la Régie de l'énergie dans le cadre d'un éventuel décret du gouvernement. La grille de critères d'évaluation proposée par le Distributeur sera soumise à la Régie pour approbation.**

12.2. Quels en seront les échéanciers probables?

#### **Réponse :**

**À partir de l'adoption du décret par le gouvernement, le Distributeur agira avec diligence pour soumettre à la Régie pour fins d'approbation sa grille de critères d'évaluation.**

12.3. Est-ce qu'il serait encore possible que le gouvernement puisse proposer un appel d'offres de 1000 MW pour les municipalités et les communautés autochtones?

#### **Réponse :**

**Le Distributeur n'est pas en mesure de répondre à une telle question.**

12.4. Serait-il possible d'avoir un appel d'offre ouvert spécifiquement aux énergies renouvelables (toutes sources renouvelables confondues) ? Celui-ci devrait-il découler obligatoirement d'un décret gouvernemental ?

**Réponse :**

**La procédure d'appel d'offres qui découle de l'article 74.1 de la Loi sur la Régie de l'énergie oblige le Distributeur à accorder un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement sauf dans les cas de blocs d'énergie déterminés par règlement du gouvernement.**

### **13. TEMPÉRATURE DE RÉFÉRENCE DES DEGRÉS-JOURS DE CHAUFFAGE**

**4. Référence :** HQD-1, doc.2 Annexe 2E, p. 155 et 156 de 291

13.1. Doit-on interpréter que 16°C est la température à laquelle la plus grande cohorte de clients ont démarré leur chauffage, dans un contexte où d'autres l'auraient mis en marche à 12°C, 13°C, 14°C, 15°C, voire même 17°C, 18°C et 19°C ?

**Réponse :**

**L'analyse réalisée relativement à la température de référence à utiliser pour établir les degrés-jours de chauffage au secteur Domestique et agricole indique que c'est la température de 16°C qui permet d'obtenir la meilleure régression linéaire entre les consommations journalières estimées pour l'ensemble du chauffage des locaux aux tarifs D et DM et les degrés-jours de chauffage quotidiens.**

**Cette analyse ne permet pas de quantifier le pourcentage de clients qui aurait telle ou telle autre température de référence pour leur chauffage.**

13.2. Combien de clients ( quel pourcentage) ont démarré leur chauffage à chaque seuil de température (de 12°C à 19°C) ?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 13.1.**

13.3. Pourrait-on avoir l'étude et les fichiers (incluant les données et les hypothèses) qui ont permis de faire l'estimé à partir de l'échantillon d'environ 300 clients ?

**Réponse :**

**Le Distributeur fournit en Annexe 1 de la présente pièce, le fichier Excel contenant les données ainsi que les résultats de son analyse sur la meilleure température de référence à utiliser pour les degrés-jours de chauffage au secteur Domestique et agricole.**

13.4. **RÉSEAUX AUTONOMES**

**PRÉVISION DES BESOINS**

**Préambule**

**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) <sup>1</sup>	87,1	85,6	88,0	91,1	94,2	99,2	1,3%

<sup>1</sup> Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

**Contexte**

Puisque,

*« 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. »,  
Référence : HQD-2, Document 1, Page 13 de 36*

et que la prévision de la demande est fortement influencée par l'intégration des programmes du PGEÉ en RA, nous aimerions plus de précisions sur l'état d'avancement des programmes du PGEÉ en RA.

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 réseaux autonomes et non globalement. Ces données proviennent de l'addition des prévisions d'économies d'énergie pour chacun des programmes offerts.

### **Demandes**

13.5. Par conséquent, pourriez-vous détailler ces données ?

#### **Réponse :**

**Cette question déborde le cadre de la présente demande.**

13.6. Plus précisément, pourriez-vous présenter ces réductions par secteur d'activités, soit les économies d'énergie attribuables aux programmes du PGEÉ pour le secteur industriel, le secteur commercial et le secteur domestique/résidentiel et les réductions attribuables aux interventions commerciales ?

#### **Réponse :**

**Cette question déborde le cadre de la présente demande.**

13.7. Pouvez-vous confirmer 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 ?

#### **Réponse :**

**Le Distributeur le confirme.**

#### **14. BILAN HISTORIQUE DES ÉCONOMIES D'ÉNERGIE**

##### **Contexte**

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.

Puisque les données réelles n'ont pas été fournies au dossier R-3644-2007 et que l'état d'avancement des programmes en réseaux autonomes n'est pas connu, nous souhaitons pouvoir évaluer la progression réelle de l'intégration du PGEÉ en Réseaux autonomes et la comparer au plan d'approvisionnement.

- 14.1. Par conséquent, pourriez-vous nous fournir les données réelles disponibles à ce jour et les présenter sous la forme d'un tableau, comme c'est le cas pour le réseau intégré, soit fournir un tableau pour les réseaux autonomes qui soit comparable au tableau 2D-11, de la pièce portant sur le Réseau intégré, (HQD-1, Document 2, Annexe 2D, Page 115 de 291).

##### **Réponse :**

**Les données réelles disponibles des programmes du PGEÉ ont été présentées à la pièce HQD-14, Document 3, annexe A du dossier R-3644-2007.**

- 14.2. Pourriez-vous y ajouter les résultats de l'année 2007, sinon, simplement nous fournir le chiffre global pour l'ensemble des réseaux ?

##### **Réponse :**

**Voir la réponse à la question 8.4.**

- 14.3. Si l'historique de ces années n'est pas disponible, pourriez-vous nous fournir, sous forme de tableau, celles qui le sont, soit les données réelles pour 2005, 2006 et 2007 ?

Puisque les données fournies au tableau 5 (*Contribution estimée des programmes commerciaux*) sont des estimations, les données historiques

réelles devraient inclure les Programmes d'utilisation efficace de l'énergie en réseaux autonomes dont il est question à la section 3.3.1 à titre de programme déjà mis en œuvre par le distributeur.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 14.1.**

**Par ailleurs, les programmes commerciaux sont constitués des programmes d'utilisation efficace de l'énergie et de la tarification dissuasive, La contribution de ces interventions sur les besoins en énergie et en puissance ne fait pas l'objet d'une mesure mais d'une estimation. Tel que mentionné à la pièce HQD-2, Document 1, page 11, l'estimation des besoins sans les programmes commerciaux repose sur une hypothèse soit celle de conversions massives vers le chauffage électrique de l'espace et de l'eau domestique dès la première année d'abandon des programmes d'utilisation efficace de l'énergie et de la tarification dissuasive (2007 dans le présent plan d'approvisionnement). Voir également la réponse à la question 88 de l'ACEF (HQD-3, Document 2).**

**15. Plan d'approvisionnement 2008-2017, des réseaux autonomes, annexes**

**Réponse à la demande de renseignements n° 1  
du GRAME**

**2 NUNAVIK**

**PRÉVISION 2007-2017**

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Croiss. annuelle moy. 2007-2017
<b>Nombre d'abonnements domestiques et agricoles</b>	3 701	3 783	3 883	3 942	4 019	4 094	4 173	4 251	4 333	4 413	4 492	2,0%
<b>Avec interventions commerciales</b>												
Ventes d'énergie après PGEÉ (en GWh)	61,9	65,2	66,9	68,8	70,7	72,7	74,8	76,9	79,2	81,5	83,9	3,1%
PGEÉ (en GWh)	0,1	0,3	0,4	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	
Usage interne, pertes et services auxiliaires (en GWh)	6,8	6,5	6,6	6,8	7,0	7,2	7,4	7,6	7,9	8,1	8,3	2,1%
Production d'énergie (en GWh)	68,7	71,6	73,5	76,6	77,7	79,9	82,2	84,6	87,1	89,6	92,2	3,0%
Pointe annuelle (en MW) <sup>1</sup>	13,2	13,5	13,9	14,3	14,7	15,1	15,5	16,0	16,5	17,0	17,6	2,8%
<b>Sans interventions commerciales</b>												
Ventes d'énergie après PGEÉ (en GWh)	180,0	189,1	194,3	199,8	205,4	211,1	217,0	223,1	229,5	236,0	242,6	3,0%
PGEÉ (en GWh)	0,3	0,8	1,3	1,6	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	
Usage interne, pertes et services auxiliaires (en GWh)	19,0	19,3	19,8	20,4	21,0	21,5	22,2	22,8	23,4	24,1	24,8	2,7%
Production d'énergie (en GWh)	199,0	208,4	214,2	220,2	226,4	232,6	239,2	245,9	252,9	260,0	267,4	3,0%
Pointe annuelle (en MW) <sup>1</sup>	56,7	58,8	60,4	62,1	63,8	65,6	67,5	69,4	71,3	73,3	75,4	2,9%
Puissance installée (en MW)	27,3	27,4	28,2	30,8	30,8	32,3	32,4	32,5	32,4	33,7	33,7	
Puissance garantie (en MW)	15,7	15,7	16,4	18,4	18,4	19,2	19,3	19,3	19,3	20,1	20,1	
Réserve en puissance (en MW)	2,6	2,2	2,5	4,1	3,7	4,1	3,8	3,3	2,8	3,2	2,7	

<sup>1</sup> Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

**COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2005-2014**

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Croissance 2004-2014
<b>Ventes d'énergie (en GWh)</b>												
Plan d'approvisionnement 2008-2017	58,21	57,84	56,33	61,94	65,17	66,91	68,75	70,67	72,68	74,77	76,93	18,72
Plan d'approvisionnement 2005-2014	57,23	59,85	61,85	64,03	66,23	68,30	70,44	72,67	74,99	77,41	79,94	22,71
Écart par rapport au Plan 2005-2014	0,98	-2,01	-5,52	-2,09	-1,07	-1,40	-1,69	-2,00	-2,32	-2,64	-3,01	-3,99
<b>Pointe annuelle (en MW) <sup>1</sup></b>												
Plan d'approvisionnement 2008-2017	11,80	12,10	12,37	13,18	13,52	13,89	14,28	14,69	15,11	15,56	16,00	4,20
Plan d'approvisionnement 2005-2014	12,16	12,57	13,02	13,46	13,88	14,32	14,77	15,24	15,72	16,23	16,76	4,61
Écart par rapport au Plan 2005-2014	-0,36	-0,47	-0,65	-0,28	-0,36	-0,42	-0,49	-0,55	-0,61	-0,69	-0,76	-0,40

<sup>1</sup> Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

Référence : HQD-2, Document 2, Page 30 de 65

**Contexte**

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.

**Demandes**

Afin d'être en mesure d'évaluer la progression de l'intégration des Programmes du PGEÉ en réseau autonome, nous réitérons les demandes suivantes :

- 15.1. Pourriez-vous fournir l'état d'avancement réel de l'intégration des programmes du PGEÉ en réseau autonome pour, notamment, le réseau du Nunavik ?

**Réponse :**

**Les programmes du PGEÉ sont disponibles à la grandeur du Québec, incluant les réseaux autonomes. La marge de manœuvre supplémentaire dans les réseaux autonomes, qui est dégagée par des coûts évités plus élevés, sert à adapter les programmes à la réalité de ces réseaux.**

**Le Distributeur a fait état de l'avancement de l'adaptation des programmes du PGEÉ en réseau autonome dans le cadre du dossier R-3644-2007. Voir notamment :**

- **les réponses aux questions 7.8 et 7.9 du GRAME à la pièce HDQ-15, Document 7, du dossier R-3644-2007,**
- **les notes sténographiques des audiences du 5 et 6 décembre 2007, du dossier R-3644-2007 (vol. 2, pp. 244-245 et 279-288; vol. 3, pp. 66-69 et 75-76).**

- 15.2. Plus précisément, pourriez-vous fournir les données historiques pour notamment les années 2006 et 2007, soit depuis l'intégration des programmes en RA, soit depuis le dossier R-3584-2005 qui visait notamment l'intégration de ces programmes au sein des réseaux autonomes, et inclure les données historiques des programmes commerciaux qui ont, comme on le constate aux tableaux des prévisions, un impact considérable sur les prévisions de la demande ?

**Réponse :**

**Tel que mentionné en réponse à la question 14.1, les données réelles disponibles des programmes du PGEÉ ont été présentées à la pièce HQD-14, Document 3, annexe A du dossier R-3644-2007.**

**Tel que mentionné en réponse à la question 14.3, il n'y a pas de données historiques pour les programmes commerciaux (programmes d'utilisation efficace de l'énergie et tarification dissuasive).**

## **16. IMPACT DE LA TARIFICATION DISSUASIVE SUR LA PRÉVISION DE LA DEMANDE**

### **Préambule**

#### **Référence**

- 16.1. Pièce HQD-2, Document 2, Page 65 de 65, Tableau : Sommaire des besoins par régions Horizon 2017
- 16.2. Pièce HQD-2, Document 2, Page 57 de 65, Tableau : Tarification et programmes d'utilisation efficace de l'énergie

#### **Contexte**

Puisque les programmes commerciaux sont déterminants et limitent de façon substantielle la consommation d'électricité en réseau autonome (RA). Puisque ceux-ci ont un impact sur le plan d'approvisionnement en RA. (Référence : pièce HQD-2, document 2, page 65, tableau sommaire des besoins par région Horizon 2017)

#### **Demandes**

- 16.3. Nous aimerions connaître dans quelle mesure la compensation, qui fait partie de ces programmes, a une influence sur la promotion du chauffage au mazout versus le chauffage à l'électricité. Plus précisément, cette compensation a-t-elle le même impact pour tous les réseaux autonomes de manière uniforme ?

#### **Réponse :**

**L'impact de la compensation mazout avec avantage économique de 30 % est uniforme pour le client, où qu'il soit. Chaque client assume des frais d'énergie pour le chauffage de 30 % moins cher qu'un client à l'électricité pour une consommation équivalente.**

- 16.4. Pourriez-vous confirmer que la compensation versée de 30 % pour le réseau du Nunavik, pour lequel s'applique la tarification dissuasive sur la deuxième tranche, soit le chauffage, résulte en des montants significatifs pour la clientèle ?

#### **Réponse :**

**La clientèle adhérente, où qu'elle soit, bénéficie d'une réduction de 30 % de frais de chauffage par rapport à un client chauffant à**

**l'électricité. Par exemple, si la facture de chauffage d'un client à l'électricité était de 1 000 \$, le client qui adhère à la compensation à 30 % voit ses frais équivalents de chauffage être de 700 \$.**

16.5. Plus précisément, cette compensation a-t-elle le même impact sur tous les réseaux autonomes de manière uniforme ?

**Réponse :**

**L'impact est uniforme pour la clientèle lorsque l'on compare les coûts de chauffage au mazout versus l'électricité.**

16.6. Pouvez-vous nous fournir le coût de ce programme et les montants réels versés pour les années 2000 à 2007 et les présenter séparément pour chacun des réseaux autonomes, de même que ceux prévus pour la durée du présent plan d'approvisionnement pour chacun des réseaux autonomes sous la forme d'un tableau ?

**Réponse :**

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

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

**Tableau R-16.6.2**  
**Compensation mazout avec avantage économique de 30 %**  
**Données prévisionnelles (en M\$)**

Réseaux autonomes	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Îles-de-la-Madeleine	4,2	4,3	4,3	4,4	4,5	4,5	4,6	4,7	4,7	4,8
Anticosti	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2
Haute-Mauricie	1,0	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7
La Romaine	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nunavik	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
<b>Total</b>	<b>6,4</b>	<b>6,1</b>	<b>6,2</b>	<b>6,3</b>	<b>6,4</b>	<b>6,5</b>	<b>6,6</b>	<b>6,7</b>	<b>6,8</b>	<b>6,9</b>

16.7. Pour fins de compréhension, pourriez-vous nous fournir la méthode de calcul utilisée pour appliquer cette compensation et démontrer son application selon chacun des réseaux autonomes en fonction du tarif en vigueur ?

**Réponse :**

**Le client assume les coûts en énergie (\$/litre) correspondant à un montant plafond déterminé par la méthode suivante :**

- 1) L'avantage économique du chauffage au mazout par rapport au chauffage à l'électricité est de 30 %.
- 2) Les tarifs d'électricité en vigueur (tarifs au sud du 53<sup>e</sup> parallèle) applicables selon la clientèle visée sont la 2<sup>e</sup> tranche pour les clients résidentiels et 1<sup>re</sup> tranche pour les clients affaires.
- 3) La portion assumée par le client (1-30 %) est appliquée au tarif d'électricité.
- 4) Le résultat obtenu (en cents par kWh) est converti en dollars par litre de mazout équivalent. La résultante est le prix plafond payé par le client.

Le différentiel entre le prix réel de mazout (différent selon le territoire) et le prix plafond correspond au prix unitaire (en dollars par litre) de la compensation versée aux clients adhérents.

La compensation versée aux clients adhérents est obtenue en multipliant le prix unitaire de la compensation (en dollars par litre) par le nombre de litres de mazout.

**Tableau R-16.7**

**Illustration de la méthode de calcul du prix plafond payé par les clients résidentiels pour l'hiver 2007-2008**

Ae (%)	T (¢/kWh)	(1-Ae) x T (¢/kWh)	VCm (kilojoules)	VCe (kilojoules)	Em (%)	F = $\frac{VCm \times Em}{VCe}$	Prix plafond = (1-Ae) x T x F (\$/litre éq.)
30	7,03	4,921	38 632	3 600	70	7,5118	36,97

où :

**Ae :** avantage économique accordé du chauffage au mazout par rapport au chauffage à l'électricité (en %)

**T :** tarif d'électricité en vigueur (en ¢/kWh)

**VCm :** valeur calorifique d'un litre de mazout no 2 (en kilojoules)

**VCe :** valeur calorifique d'un kilowattheure (en kilojoules)

**Em :** efficacité annuelle moyenne des systèmes de chauffage au mazout (en %)

**F :** facteur de conversion (VCm x Em / VCe)

## 17. Émissions évitées au Nunavik

### Préambule

*Les émissions évitées au Nunavik sont établies à partir de l'étude Systèmes jumelés éolien-diesel au Nunavik – Établissement des configurations et VAN optimales pour les quatorze villages, préparée par l'IREQ, déjà déposée lors de l'étude du Plan d'approvisionnement 2005-2014.*

**(Note de bas de page 8)**

<sup>8</sup> R-3550-2004, HQD-5, Document 1, Annexe 1.

### Demande

17.1. Concernant les émissions évitées au Nunavik et le rapport préparé par l'IREQ au Plan d'approvisionnement 2005-2014. En consultant le

dossier R-3550-2004, il ne semble pas avoir de document HQD-5, document 1, annexe 1 au dossier R-3550-2004, pourriez-vous vérifier cette référence et nous fournir le document cité ou nous indiquer où le trouver ?

**Réponse :**

**La référence est exacte. Le document a été déposé le 15 décembre 2004 et transmis aux intervenants, dont le GRAME, le jour même.**

**JUMELAGE EOLIEN STRATEGIE**

**18. Projets pilotes au Nunavik**

**Préambule**

Concernant les deux projets pilotes au Nunavik

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

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

**Demandes**

18.1. À quel moment prévoyez-vous démarrer ces projets pilotes ?

**Réponse :**

**Le Distributeur a déjà entamé certaines démarches. Entre autres, il poursuit des campagnes anémométriques, il a dressé la liste des entreprises, à l'échelle mondiale, possédant l'expertise et l'expérience de JED en milieu hostile, et il prévoit entreprendre sous peu des démarches avec les communautés concernées afin qu'elles fassent part de leurs attentes, en contrepartie de leur appui au JED. Il est impossible, pour l'instant, de préciser les dates des activités subséquentes.**

18.2. Avez-vous envisagé ou pourriez-vous envisager de créer des partenariats avec les communautés locales visées par le jumelage éolien-diesel (JED) ?

**Réponse :**

**Toutes les solutions commerciales sont possibles. La solution retenue sera déterminée en fonction des attentes des communautés.**

18.3. Outre des partenariats pour faciliter la mesure de l'intensité des vents ou visant l'amélioration des communications avec les communautés locales, avez-vous envisagé des partenariats économiques et financiers visant à favoriser la prise en charge d'une partie du projet de jumelage par les communautés locales ?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 18.2.**

18.4. De tels partenariats permettraient-ils de récupérer le financement en provenance Programme fédéral écoÉNERGIE pour l'électricité renouvelable ?

**Réponse :**

**Cette question est prématurée.**

18.5. Concernant le développement de ces deux projets pilotes au Nunavik, en tout ou en partie, le Distributeur pourra-t-il se prévaloir des programmes concernant (1) les frais liés aux énergies renouvelables et aux économies d'énergie (FEREEC) et (2) la déduction fédérale pour amortissement accéléré au titre de la production d'énergie propre et l'éolien ?

**Réponse :**

**Les différents programmes seront évalués mais il est certain que le Distributeur ne pourra pas profiter de la déduction fiscale car il ne paie pas d'impôt.**

18.6. Concernant le développement de ces projets, le Distributeur pourra-t-il se prévaloir de tout autre programme d'encouragement, si oui, lesquels ?

**Réponse :**

**Toutes les options seront envisagées.**

18.7. Ces partenariats, s'ils étaient créés, pourraient-ils être assimilés aux 500 MW réservés aux communautés locales (municipalités) et communautés autochtones dans la Stratégie énergétique du Québec ?

**Réponse :**

**Les détails concernant ce bloc de 500 MW ne sont pas encore connus.**

## **19. Projet de raccordement de la Romaine**

### **Préambule**

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

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

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

### **Demandes**

19.1. Pourriez-vous préciser l'état d'avancement des discussions avec la communauté et l'état d'avancement des études technico-économiques visant le raccordement de La Romaine au réseau intégré ?

**Réponse :**

**Les études technico-économiques sont en cours et devraient être terminées à l'automne 2008. Les discussions avec la communauté sont également en cours. La communauté semble ouverte à un raccordement s'il ne compromet pas leur projet de centrale hydraulique.**

19.2. Pourriez-vous préciser la nature des obstacles rencontrés, s'il y a, soient ceux de nature économique, environnementale, sociale ou politique?

**Réponse :**

**Les éventuels obstacles seront déterminés lors de l'étude de risque relative au projet.**

**20. Une nouvelle centrale à Akulivik**

**Préambule**

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

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

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

**Demandes**

20.1. Pourriez-vous envisager un partenariat avec la communauté locale pour la réalisation du jumelage éolien diesel pour la nouvelle centrale requise à Akulivik ?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 18.2.**

20.2. Pourriez-vous préciser quels sont les programmes ou subventions qui pourraient créer des retombées économiques favorables ou des retours sur investissement pour un tel projet, comme le Programme fédéral écoÉNERGIE pour l'électricité renouvelable ou en provenance d'autres programmes d'encouragement ?

**Réponse :**

**Les recherches concernant ces programmes ou subventions n'ont pas encore débuté, elle feront partie des étapes à venir.**

20.3. Puisque la date limite de mise en service d'un projet admissible au programme fédéral ÉcoÉNERGIE est le 31 mars 2011, le Distributeur pourrait-il envisager de devancer d'une année ce projet afin de bénéficier de cette subvention ?

**Réponse :**

**À Akulivik, la mise en service de la nouvelle centrale ne peut pas être réalisée avant 2012. Il ne serait pas économique d'intégrer l'éolien à l'ancienne centrale en 2011 et refaire le travail par la suite pour l'intégrer à la nouvelle centrale. Une mise en service en 2011 sera envisagée pour Kangiqsualujjuaq, en fonction des discussions avec, d'une part, la communauté et d'autre part, les éventuels promoteurs ou fournisseurs.**

20.4. À combien pourrait se situer le montant de cette subvention pour un tel jumelage en considérant le nombre de kW heure prévus de source éolienne ?

**Réponse :**

**Une étude complète des différents programmes disponibles permettra d'évaluer le montant de la subvention.**

20.5. Concernant les campagnes anémométriques et le développement de ce projet en tout ou en partie, le Distributeur pourra-t-il se prévaloir des programmes concernant (1) les Frais liés aux énergies renouvelables et aux économies d'énergie (FEREEC) et (2) la déduction fédérale pour amortissement accéléré au titre de la production d'énergie propre et l'éolien ?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 18.5.**

20.6. Concernant le développement de ce projet, le Distributeur pourra-t-il se prévaloir de tout autre programme d'encouragement, si oui, lequel ?

**Réponse :**

**Cette question est prématurée.**

## **21. ÉOLIEN ET GRILLE DES CRITÈRES NON-MONÉTAIRES**

### **Préambule**

#### ***Appel d'offres en cours***

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

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

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

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

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

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

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

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

## **Demandes**

21.1. Concernant les projets acceptés à l'ouverture pour l'appel d'offres de 2000 MW 2005/03 éolien<sup>1</sup> et la grille des critères non monétaires : pouvez-vous nous expliquer comment le Distributeur utilise cette grille lors de la mise en place de la « *Liste finale des soumissions* » à l'ouverture des soumissions le 19 septembre 2007 ?

### **Réponse :**

**La grille de critères non monétaires intervient à l'étape 2 du processus de sélection décrit à la section 3 de la procédure d'appel d'offres alors que la liste finale des soumissions acceptées à l'ouverture des soumissions est établie avant même que ne débute le processus d'analyse des soumissions.**

**La procédure d'appel d'offres peut être consultée à l'adresse suivante:**

**[http://www.hydroquebec.com/distribution/fr/marchequbécois/pdf/proc\\_240701\\_fr.pdf](http://www.hydroquebec.com/distribution/fr/marchequbécois/pdf/proc_240701_fr.pdf)**.

21.2. Plus précisément, pourriez-vous préciser à quel moment le Distributeur utilise les critères énumérés dans la grille des critères non monétaires dans l'analyse des projets soumis ?

### **Réponse :**

**Voir la réponse à la question 21.1.**

21.3. Pourriez-vous nous fournir la dernière grille des critères non monétaires, telle que modifiée en date du 25 mai 2007 suite à la décision D-2007-59 ?

### **Réponse :**

**Cette grille se retrouve dans le texte de la décision en question à l'adresse suivante:**

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

---

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

21.4. Concernant l'inventaire des soumissions A-O 2005-03 Éolien 2000 MW et la liste finale des soumissions acceptées à l'ouverture des soumissions le 19 septembre 2007, pourriez-vous préciser quels sont les projets qui seront réalisés en partenariat avec les communautés autochtones et ceux qui seront réalisés en partenariat avec les municipalités ou MRC ?

**Réponse :**

**L'information demandée ne fait pas partie des éléments d'information rendus publics lors de l'ouverture des soumissions, en vertu de la procédure d'appel d'offres et ne peut donc être divulguée.**

21.5. Sinon, pourriez-vous nous donner un ordre de grandeur du nombre de projets soumis en partenariat avec les municipalités ou MRC et les communautés autochtones ?

**Réponse :**

**Le Distributeur n'est pas disposé à rendre publique quelque information sur le contenu des soumissions, même sous une forme agrégée.**

21.6. Seriez-vous en mesure de préciser dans quelle mesure les critères de la grille des critères non monétaires ont favorisé le développement de projets réalisés en partenariat avec :

21.6.1. les communautés autochtones ?

**Réponse :**

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

21.6.2. les municipalités et les MRC ?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 21.6.1.**

21.7. À votre avis, quels sont les obstacles faisant en sorte que de tels partenariats soient limités en nombre ?

**Réponse :**

**La question repose sur une présomption que le Distributeur n'est pas en mesure de commenter.**

21.8. La grille, telle que conçue, est-elle suffisante pour assurer la promotion de ces partenariats ?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 21.6.**

21.9. À votre avis, quels autres outils pourraient être utilisés ?

**Réponse :**

**Le Distributeur n'est pas en mesure de répondre à cette question.**

## **22. PROJETS DE JUMELAGE DIESEL-ÉOLIEN**

Rappelons que le GRAME a mentionné au dossier R-3623-2007 la possibilité pour le Distributeur d'agir en partenariat avec la communauté de *Kuuujuaq* pour le projet de jumelage éolien/diesel afin d'obtenir la subvention de un cent (1 ¢) par kilowattheure versée par le Programme fédéral écoÉNERGIE pour l'électricité renouvelable, ce qui dans les faits permettrait de réduire le coût d'un projet de jumelage.

22.1. D'une manière générale, lors de l'analyse des projets de jumelage diesel-éolien, serait-il possible de récupérer les montants du « Programme ÉcoÉNERGIE pour l'électricité renouvelable » du gouvernement canadien en proposant des projets de partenariat avec les communautés visées par ce jumelage ?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 20.2.**

22.2. Si oui, quels sont les projets de jumelage diesel-éolien envisagés à court terme permettant de récupérer ces sommes du gouvernement fédéral ?

**Réponse :**

**Les projets pilotes à Akulivik et Kangiqsualujjuaq.**

22.3. À combien se chiffreraient ces montants, s'il y a ?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 20.4.**

22.4. Sinon, pourquoi ne pas envisager d'utiliser rapidement cette forme de subvention afin d'accélérer la rentabilité et la mise en place de ces projets de jumelage diesel-éolien ?

**Réponse :**

**Les éventuelles subventions ne constituent pas un élément déterminant dans l'implantation du JED. Voir la réponse à la question 18.1.**

22.5. D'une manière générale, sans considérer la date limite du 31 mars 2011 pour la mise en service des projets du programme ÉcoÉNERGIE, donc advenant la prolongation des délais du programme, serait-il possible de récupérer les montants du « Programme ÉcoÉNERGIE pour l'électricité renouvelable » du gouvernement canadien en proposant des projets de partenariat avec les communautés visées par ce jumelage ?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 20.2.**

**23. PROJETS ÉOLIENS : NOUVEL APPEL D'OFFRES DE 500 MW RÉSERVÉ, DÉVELOPPÉS PAR LES MUNICIPALITÉS ET LES COMMUNAUTÉS AUTOCHTONES.**

**Préambule**

***Appels d'offres en voie d'être lancés***

*De plus, dans la stratégie énergétique du Québec, rendue publique en 2006, « le gouvernement annonce le lancement d'un nouvel appel d'offres de 500*

*MW... ». Selon l'énoncé de politique, cet appel d'offres s'adressera aux projets éoliens développés par les municipalités et les communautés autochtones. Les livraisons pourraient débuter en décembre 2011 et augmenter au rythme de 100 MW par année, jusqu'à l'atteinte de l'objectif. Pour les fins de la planification, les quantités d'énergie et de puissance découlant de ces appels d'offres ont été incorporées aux bilans du Distributeur, tels que présentés à la section 5.1.*

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

Référence : B-1 HQD, page 31

### **Programme ÉcoÉNERGIE**

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

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

Référence : HQD-1, Document 1, page 32

23.1. Concernant les appels d'offres réservés aux projets éoliens développés par les municipalités et les communautés autochtones, croyez-vous qu'ils pourraient être admissibles au programme fédéral ÉcoÉNERGIE versé aux fournisseurs d'énergie éolienne ?

#### **Réponse :**

**Le gouvernement fédéral ne s'est pas prononcé jusqu'à présent sur un éventuel prolongement du programme écoÉNERGIE. Par conséquent, il est difficile de prédire si les projets de parc éolien qui découleront de ces appels d'offres pourront en bénéficier.**

23.2. Savez-vous si les municipalités et les communautés autochtones visées par le nouvel appel d'offres de 500 MW sont avisées de l'existence de ce programme ?

**Réponse :**

**Le programme écoÉNERGIE est bien connu au sein de l'industrie éolienne canadienne. Cependant, le Distributeur ne peut répondre au nom des municipalités et des communautés autochtones. Le Distributeur prévoit néanmoins énoncer clairement dans ses appels d'offres ouverts à l'énergie éolienne le traitement applicable aux sommes qui pourraient être versées dans le cadre d'un tel programme.**

23.3. De quelle manière le montant accordé par le fédéral est généralement réparti entre le Distributeur et les promoteurs des projets ?

**Réponse :**

**Les fournisseurs doivent retourner au Distributeur 75 % du total des primes reçues dans le cadre du programme écoÉNERGIE. Ils conservent 25 % à titre d'incitatif à la performance pour l'obtention des fonds.**

23.4. Outre les ententes signées avec les fournisseurs qui établissaient à 75 % le versement au Distributeur des primes éventuelles du programme, aurez-vous d'autres critères et lignes directrices de négociation pour ce nouvel appel d'offres de 500 MW ? Pouvez-vous nous les fournir ?

**Réponse :**

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

23.5. Puisque cet appel d'offres s'adresse aux municipalités et aux communautés autochtones, pourriez-vous envisager une répartition différente que 75 % / 25 % ? Si oui, quelle pourrait-elle être ?

**Réponse :**

**La pratique actuelle apparaît raisonnable compte tenu qu'au moment de soumettre leurs prix, les soumissionnaires ignorent**

**s'ils bénéficieront ou non du programme, les sommes allouées étant limitées et confirmées une fois la construction débutée. Pour pallier l'incapacité des soumissionnaires à prendre en compte ces revenus potentiels au moment de la soumission, les appels d'offres dédiés à l'énergie éolienne font abstraction de ces revenus, c'est-à-dire que les prix sont offerts sans considération du programme.**

23.6. Recevez-vous d'autres formes de compensation monétaire ou de réduction fiscale suite à ces projets ? Si oui, pouvez-vous préciser lesquelles et donner une approximation de leur valeur monétaire ?

**Réponse :**

**Le Distributeur n'anticipe pas recevoir d'autres formes de compensation monétaire ou de réduction fiscale suite à la réalisation des parcs éoliens de ses fournisseurs.**

**24. INCITATIFS FISCAUX ET PROGRAMMES D'ENCOURAGEMENT – ÉOLIEN ET ÉNERGIES  
RENOUVELABLES**

Dans le dossier *Demande d'autorisation de la construction de la nouvelle centrale thermique de Kuujuaq (R-3623-2007)*, dans le rapport soumis conjointement par SÉ-AQLPA-GRAME, le GRAME avait mentionné notamment le programme fédéral écoÉNERGIE et les programmes énumérés ci-dessous dans la section demande de renseignements. De notre avis, ces programmes pouvaient réduire les coûts du jumelage diesel-éolien.

*Ce programme versera, pendant une période maximale de 10 ans, un cent (1 ¢) par kilowattheure obtenu dans le cadre d'un projet admissible qui permettra de produire de l'électricité propre à partir de sources d'énergie renouvelable et qui sera réalisé entre 1er avril 2007 et le 31 mars 2011. Les entreprises, les municipalités, les institutions et les organisations sont admissible.*

Référence : Dossier R-3623-2007, Pièce (C-6-3) SÉ-AQLPA-GRAME-1 - Document 1, Page 26

*Les coûts de projet examinés au présent rapport ne tiennent pas compte des impôts à payer, ni des aides financières qui pourraient être disponibles de la part des gouvernements. Ces éléments varieraient selon que le projet soit entièrement réalisé par Hydro-Québec Distribution ou qu'une corporation distincte soit formée, avec la participation des instances autochtones, pour fournir à Hydro-Québec Distribution certains éléments de ce projet, qu'il s'agisse*

*de la fourniture des installations de production ou de l'énergie elle-même. Selon l'entité responsable, il y aurait lieu, en particulier, d'examiner si celle-ci serait admissible à une ou plusieurs des aides financières énoncées à la section 3.5 du rapport.*

Référence : Dossier R-3623-2007, Pièce SÉ-AQLPA-GRAME-1 - Document 1, Page V, Examen des motifs invoqués par Hydro-Québec pour ne pas inclure un jumelage éolien-diesel à Kuujjuak

## **Demandes**

**Puisque la question des coûts est importante dans le choix des approvisionnements et des orientations du plan d'approvisionnement, nous vous soumettons ces demandes d'informations :**

24.1. Dans le cadre de la mise en œuvre de projet de développement d'énergie renouvelable toutes catégories : éolien, hydro, biomasse, etc.

Parmi les incitatifs fiscaux et subventions énumérés ci-après, lesquels ont fait l'objet de retours sur investissement pour le Distributeur, ou feront l'objet d'un retour sur investissement pour le Distributeur ?

- Les Investissements stratégiques dans le développement économique du Nord (ISDEN), le Programme des affaires du Nord (PAN) ;
- le Programme d'action pour les collectivités autochtones et nordiques (PACAN) ;
- le Programme fédéral d'encouragement à la production d'énergie éolienne (EPÉÉ) ;
- le Programme fédéral écoÉNERGIE pour l'électricité renouvelable ;
- le programme d'encouragements fiscaux de l'Agence du revenu du Canada (ARC) ;
- les Frais liés aux énergies renouvelables et aux économies d'énergie (FEREEC) ; et
- la déduction fédérale pour amortissement accéléré au titre de la production d'énergie propre et l'éolien.

**Réponse :**

**Le seul programme dont le Distributeur tirera directement des avantages dans le cadre de ses contrats d'approvisionnement en**

électricité est le programme écoÉnergie ou tout qui serait programme similaire appelé à lui succéder. Par ailleurs, le Distributeur tire un avantage indirect dans le prix de l'électricité offert par les soumissionnaires et de tous les autres programmes incitatifs fiscaux dont ces derniers peuvent se prévaloir.

24.2. Ces retours sur investissement visent quels types d'approvisionnement, éolien, biomasse, hydroélectricité, etc. ?

**Réponse :**

À ce jour, seuls les appels d'offres A/O 2003-02 (1000 MW d'énergie éolienne) et A/O 2005-05 (2000 MW d'énergie éolienne) prévoient un partage des primes à recevoir dans le cadre du programme écoÉNERGIE.

24.3. Pouvez-vous nous brosser un tableau précis de la manière dont le Distributeur s'y prend pour récupérer ces montants et comment il les attribue aux coûts d'approvisionnement dans le présent plan ?

**Réponse :**

Le Fournisseur doit effectuer auprès du gouvernement canadien toutes les démarches utiles pour bénéficier des subventions ou des primes dans le cadre du programme écoÉnergie ou dans le cadre d'un programme similaire, c'est-à-dire un programme de support financier sous forme de subventions ou de primes liées à l'énergie éolienne produite. Dans le cas où le Fournisseur bénéficie d'un tel programme, il transmet au Distributeur copie des bordereaux de paiement qu'il reçoit de l'administrateur du programme et verse au Distributeur 75 % du total des montants reçus dans le cadre desdits programmes dans les trois (3) mois suivant leur réception. Si les fonds ne sont plus disponibles dans le cadre du programme écoÉnergie ou dans le cadre d'un programme similaire, le Fournisseur doit transmettre au Distributeur copie d'un avis officiel à cet effet émanant de l'administrateur du programme et portant spécifiquement sur le parc éolien.

Les montants qui seront reçus par le Distributeur relativement au programme écoÉnergie seront comptabilisés en réduction du coût des approvisionnements.