

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



**ENJEU 1. La Stratégie énergétique du Québec 2006-2015 et l'intégration des concepts de développement durable au plan d'approvisionnement 2011-2020 en réseau intégré et en réseaux autonomes.**

**Référence**

- HQD-1, Document 1, page 7

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

**Demandes 1**

**Question 1.1**

Pouvez-vous confirmer avoir tenu compte de l'impact de l'augmentation du prix de l'électricité patrimoniale prévue, selon la Loi 100, dans l'évaluation des besoins en énergie ?

**Réponse :**

**Le Distributeur le confirme.**

**Question 1.2**

Sur quel scénario de réaction à l'élasticité/prix basez-vous l'impact de l'augmentation du prix de l'électricité patrimoniale sur la réduction de la consommation ?

**Réponse :**

**Les élasticités prix utilisées pour évaluer l'impact de l'augmentation du prix de l'électricité patrimoniale sur la réduction de la consommation sont présentées au tableau 2A-14 de l'annexe 2A de la pièce B-5-HQD-1, document 2, page 72.**

---

<sup>1</sup> Loi mettant en œuvre certaines dispositions du discours sur le budget du 30 mars 2010 et visant le retour à l'équilibre budgétaire en 2013-2014 et la réduction de la dette (2010, chapitre 20).

**Question 1.3**

Pouvez-vous nous fournir l'impact anticipé de cette variable séparément de la baisse de l'activité industrielle ?

Pouvez-vous fournir l'impact anticipé séparément par clientèle ?

**Réponse :**

**Le tableau R-1.3 présente l'impact estimé de l'augmentation du prix de l'électricité patrimoniale sur la prévision des ventes d'électricité au Québec pour l'horizon 2011-2020.**

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

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Résidentiel et agricole	0	0	0	(114)	(229)	(345)	(462)	(579)	(596)	(613)
Commercial et institutionnel	0	0	0	(122)	(328)	(551)	(797)	(1 071)	(1 233)	(1 366)
Industriel PME	0	0	0	(4)	(8)	(13)	(18)	(23)	(24)	(25)
Industriel grandes entreprises	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autres	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Ventes d'électricité au Québec</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>(240)</b>	<b>(565)</b>	<b>(909)</b>	<b>(1 277)</b>	<b>(1 674)</b>	<b>(1 853)</b>	<b>(2 004)</b>

**PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2011-2020 RÉSEAU INTÉGRÉ**

**ENJEU 2. Prévision de la demande**

**Références**

- HQD-1, Document 2, annexe 2A, et
- HQD-1, Document 1, Sections 2.1. à 2.1.5 et
  - 2.1.1.3 Prix des combustibles, page 11, Gaz naturel
  - 2.1.1.4 Prix de l'électricité, page 12
  - 2.1.2 Économies d'énergie, page 13

2.1.3 *Prévision des ventes d'électricité par secteurs de consommation, p. 13 et 14*

2.1.5.2 *Prévision des besoins en énergie et en puissance, page 17*

2.1.5.2 *Prévision des besoins en énergie et en puissance page 18*

## **Demandes 2**

### **Question 2.1**

À la section 2.1.3, portant sur le prix des combustibles, vous faites un lien entre l'augmentation de la demande en gaz naturel dans le secteur industriel et l'exploitation des sables bitumineux et le prix du gaz naturel, pouvez-vous préciser pourquoi?

**Réponse :**

**L'exploitation des sables bitumineux requiert des quantités importantes de gaz naturel. Ainsi, le développement rapide des sables bitumineux crée une forte demande additionnelle de gaz naturel au secteur industriel et fait pression sur le prix.**

### **Question 2.2**

À la section 2.1.3, portant sur le prix des combustibles, vous faites référence à des législations environnementales plus contraignantes qui favoriseront l'utilisation du gaz naturel, pouvez-vous préciser vos références ?

**Réponse :**

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

**Question 2.3**

À la section 2.1.1.4 portant sur le prix de l'électricité, vous précisez que la hausse du prix de l'électricité patrimoniale ne touchera pas les clients du tarif L industriel et les contrats spéciaux, pouvez-vous préciser pourquoi ?

**Réponse :**

**La « Loi mettant en œuvre certaines dispositions du discours sur le budget du 30 mars 2010 et visant le retour à l'équilibre budgétaire en 2013-2014 et la réduction de la dette » prévoit à l'article 64 que la clientèle industrielle au tarif L et les contrats spéciaux ne seront pas touchés par la hausse du coût de fourniture de l'électricité patrimoniale.**

**Question 2.4**

À la section 2.1.2 portant sur les économies d'énergie, vous énumérez l'impact des économies d'énergie sur les ventes et les besoins en puissance, pouvez-vous confirmer que les économies du projet CATVAR, dont l'estimé des résultats en efficacité énergétique est de l'ordre de 2 TWh, sont intégrées au 11 TWh à l'horizon 2015 ?

**Réponse :**

**Le Distributeur le confirme.**

**Question 2.5**

Sur quelles hypothèses basez-vous la progression de la cible considérée jusqu'en 2020 à 16,3 TWh, telle que présentée au tableau 2.1-1, HQD-1, Document 1 ?

**Réponse :**

**Tel que mentionné à la page 68 de la pièce B-5-HQD-1, document 2, annexe 2A, le Distributeur a incorporé dans sa prévision de la demande des économies d'énergie correspondant à 17 TWh en 2020, lesquelles se traduisent en 16,3 TWh d'économies d'énergie mensualisées. Il s'agit d'un ajout de 6 TWh estimé à la suite du discours du budget 2010-2011 du gouvernement du Québec. Pour effectuer cet estimé, le Distributeur a considéré que les objectifs 2015 associés aux programmes en cours seraient atteints et que le portefeuille de programmes serait adapté pour exploiter les potentiels technico-économiques résiduels d'économies d'énergie. Les hypothèses**

**suivantes ont soutenu cette estimation de nouvelles économies d'énergie :**

- **croissance de l'économie québécoise**
- **intensification des efforts commerciaux permettant d'exploiter une part plus importante du potentiel associé aux mesures :**
  - **diversification des approches et adaptation des moyens suivant une segmentation plus raffinée des clientèles ;**
  - **innovation dans les approches commerciales ;**
  - **intensification des efforts de détection des opportunités de projets chez les plus grands clients.**
- **actions structurantes en soutien aux programmes telles que :**
  - **contribution de l'industrie à l'innovation technologique, permettant d'alimenter les potentiels technico-économiques ;**
  - **adoption de changements législatifs / réglementaires et mise en place d'incitatifs fiscaux, lorsqu'appropriés ;**
  - **mobilisation sociétale permettant de maintenir et même accroître un comportement responsable dans l'utilisation de l'électricité.**

#### **Question 2.6**

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

**Réponse :**

**Le Distributeur confirme qu'au-delà des 2 TWh du projet CATVAR atteint en 2015, il n'y aura pas de progression additionnelle pour ce projet. Pour ce qui est de la progression des programmes du PGEÉ, voir la réponse à la question 2.5.**

#### **Question 2.7**

Concernant le tableau 2.1-2, HQD-1, Document 1, portant sur l'impact des économies d'énergie sur la prévision de puissance à la pointe d'hiver, le Distributeur a-t-il évalué et pris en compte les impacts du projet CATVAR sur la tendance des prévisions de puissance à la pointe d'hiver à l'horizon 2015 et 2020 ?

**Réponse :**

**Le Distributeur confirme que, sur tout l'horizon du Plan, les impacts du projet CATVAR ont été pris en compte dans le tableau 2.1-2 de la pièce B-4-HQD-1, document 1.**

**Question 2.8**

À la section 2.1.3 portant sur la prévision des ventes d'électricité par secteurs de consommation, le tableau 2.1-1, HQD-1, Document 1 résume les économies d'énergie prises en compte dans la prévision des ventes et le tableau 2.1-2 présente leur impact sur les besoins en puissance à la pointe d'hiver.

Veillez préciser si l'impact de la loi 100<sup>2</sup> et de l'annonce de l'augmentation des tarifs sont inclus dans le calcul (1) des économies d'énergie tendancielle présentées, (2) des économies des programmes d'HQ déjà mis en œuvre et (3) des interventions en efficacité énergétique en déploiement au tableau 2.1-1, HQD-1, Document 1 ?

Pouvez-vous préciser quel est l'impact présumé de cette hausse sur chacune de ces trois mesures ?

**Réponse :**

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

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

**En ce qui concerne les interventions en efficacité énergétique en déploiement, le Distributeur a mentionné dans le dossier R-3740-2010**

---

<sup>2</sup> Loi mettant en œuvre certaines dispositions du discours sur le budget du 30 mars 2010 et visant le retour à l'équilibre budgétaire en 2013-2014 et la réduction de la dette (2010, chapitre 20)



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

**Question 2.9**

À la section 2.1.4 portant sur la prévision, pourriez-vous préciser s'il peut y avoir des pertes en énergie et en puissance sur le réseau qui seraient liées au projet CATVAR ?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 1.a de l'ACEF de Québec à la pièce B-21-HQD-2, document 2 du dossier R-3746-2010.**

**Question 2.10**

À la section 2.1.5.2 portant sur la prévision des besoins en énergie et en puissance, vous indiquez que les besoins en puissance sont supérieurs à ceux de l'état d'avancement 2009 pour tous les hivers, quels autres modes de gestion de la demande pourraient réduire les besoins en puissance associés à l'hiver ?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 1.a de l'ACEF de l'Outaouais à la pièce HQD-4, document 2.**

**Question 2.11**

À la section 2.1.5.2 portant sur la prévision des besoins en énergie et en puissance, vous mentionnez que l'augmentation de la prévision des besoins en énergie et en puissance résulte d'une modification de la répartition des ventes prévues entre le secteur Industriel et les secteurs Résidentiel et agricole, pourriez-vous identifier l'impact de la demande de chauffage des locaux et de l'eau sur l'augmentation de l'ordre 270 MW à la pointe d'hiver ?

**Réponse :**

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

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

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

Concernant l'impact éventuel d'une offre de tarification dynamique, avez-vous évalué quel pourrait être l'ordre de grandeur à l'horizon 2020 sur la prévision des besoins en énergie et en puissance, particulièrement sur les résultats en hiver, si vous reteniez l'ordre de grandeur des résultats en économies d'énergie et en déplacement de la demande du projet heure juste :

- i) Selon le cas d'une offre volontaire ?

**Réponse :**

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

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

Voir la présentation produite lors de la séance de travail sur le PTHJ dans le cadre de la demande tarifaire R-3740-2010 [http://www.regie-energie.gc.ca/audiences/3740-10/SeanceTravHQD\\_3740-10/B-5\\_HQD\\_DocSeanceTrav\\_3740-2010\\_14sept10.pdf](http://www.regie-energie.gc.ca/audiences/3740-10/SeanceTravHQD_3740-10/B-5_HQD_DocSeanceTrav_3740-2010_14sept10.pdf).

- ii) Selon le cas d'une offre obligatoire, donc de la modification complète des tarifs résidentiels vers une offre de tarification dynamique ?

**Réponse :**

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

**ENJEU 3. Approvisionnements et programme d'achat d'électricité**

**Le Programme d'achat d'électricité**

**Références**

- HQD-1, Document 1, Section, 3.2.1, page 25 et HQD-1, Document 2, annexe 2A, présentation détaillée du scénario moyen

*«3.2.1 Programme d'achat d'électricité*

*Le programme d'achat d'électricité a permis au Distributeur de retenir treize projets pour un total de 150 MW de puissance installée.» (HQD-1, doc. 1, p. 25)*

**Demande 3**

**Question 3.1**

Considérant l'engouement du programme PAE-2009-01 suscité par les soumissionnaires, soit 31 soumissions totalisant 356 MW<sup>3</sup>, le Distributeur entend-il procéder à un deuxième appel d'offres?

**Réponse :**

---

<sup>3</sup> [http://www.hydroquebec.com/4d\\_includes/surveiller/PcFR2010-040.htm](http://www.hydroquebec.com/4d_includes/surveiller/PcFR2010-040.htm)

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

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

### **ENJEU 3.1 Moyens pour satisfaire les besoins de pointe**

#### **Référence**

- HQD-1, Document 1, Sections 3.3. à 3.4 et
- HQD-1, Document 2, annexe 2A, présentation détaillée du scénario moyen

#### **Référence :**

##### Section 3.3.1, Électricité interruptible, page 26

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

#### **Demande**

**Question 3.1.1**

Concernant le potentiel maximal de 850 MW provenant du programme d'électricité interruptible, le Distributeur mentionne vouloir déployer tous les efforts requis pour accroître ce potentiel, pouvez-vous préciser les moyens qui sont envisagés ?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 1.3 d'EBM à la pièce HQD-04, document 3.**

**Référence :**

Section 3.3.2, Groupes électrogènes de secours, page 26

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

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

**Demandes 3.1**

**Question 3.1.2**

Concernant l'option groupes électrogènes de secours, vous indiquez que ce programme n'a pas suscité d'intérêt. Pouvez-vous en expliquer les raisons ?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 5.a de l'ACEF de l'Outaouais à la pièce HQD-4, document 2.**

**Question 3.1.3**

Pouvez-vous confirmer si cette option est abandonnée définitivement ou plus précisément, demandez-vous la fin de ce programme ?

**Réponse :**

**Bien que le Distributeur ne compte plus sur ce moyen pour satisfaire ses besoins de puissance, il souhaite maintenir pour l'instant cette option dans le texte des *Tarifs et conditions du Distributeur*.**

### **Référence**

Section 3.3.3 Abaissement de tension, pages 26 et 27

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

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

### **Demande 3.1**

#### **Question 3.1.4**

Concernant la réserve d'exploitation associée à l'abaissement de tension de 250 MW, pouvez-vous préciser si le projet CATVAR aura un impact sur la valeur associée à l'abaissement de tension, soit 250 MW ? Pourquoi ?

#### **Réponse :**

**Voir la réponse à la question 2.3 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce B-18-HQD-3, document 1 et les réponses aux questions 10.1 et 10.2 de l'UMQ à la pièce HQD-4, document 9.**

### **Référence**

Section 3.3.4 Contribution des marchés de court terme en puissance, p. 27

*Pour satisfaire ses besoins de puissance au-delà de ses approvisionnements de long terme auprès de ses fournisseurs, le Distributeur fait appel aux marchés de court terme. L'évaluation du potentiel, actuellement établi à 1 000 MW, s'appuie sur deux considérations : (...)*

*Le Distributeur effectue un suivi continu des changements qui surviennent dans les marchés ainsi que sur le réseau de transport du Québec, de manière*

*à mettre à jour la contribution potentielle des marchés de court terme. Un inventaire complet des capacités disponibles sur les interconnexions est d'ailleurs présenté à l'annexe 4A.*

*Malgré les règles actuelles dans le marché ontarien donnant un droit de rappel de l'Independent Electric System Operator (IESO) en cas de difficulté d'alimentation de la charge locale, des opportunités d'achat de puissance à travers le réseau ontarien pourraient exister. Une description détaillée des problématiques d'importation à partir de l'Ontario est présentée à l'annexe 4B.*

*Section 3.3.4 Contribution des marchés de court terme en puissance, p. 28*

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

**Demandes 3.1**

**Question 3.1.5**

Concernant la contribution des marchés de court terme en puissance et en énergie pour satisfaire les approvisionnements du Distributeur, au-delà de ceux à long terme, pouvez-vous préciser selon l'inventaire fourni à l'annexe 4 et vos prévisions, pour les trois prochaines années, le portefeuille (prévision et proportion) de types (thermique : gaz naturel, mazout, charbon, hydro-électricité, éolien, etc.) de ressources qui seront utilisés?

**Réponse :**

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

**Question 3.1.6**

Pouvez-vous préciser quels sont les impacts prévisibles de l'adoption des normes de la FERC sur les choix en approvisionnement situés dans la zone de réglage du Québec via les interconnexions ?

**Réponse :**

**Le Distributeur est d'avis que la question déborde le cadre du présent dossier.**

**Question 3.1.7**

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

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 3.1.5.**

**Question 3.1.8**

Concernant l'ensemble des possibilités qu'offrent le marché de New York à titre de potentiel d'achat sur les marchés de court terme, veuillez préciser le type de ressources (thermique : gaz naturel, mazout, charbon, hydro-électricité, éolien, etc.) dont il est question ?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 3.1.5.**

**Question 3.1.9**

Concernant l'interconnexion Dennison désignée à titre de ressource pour alimenter la charge locale, veuillez préciser le type de ressource (thermique : gaz naturel, mazout, charbon, hydro-électricité, éolien, etc.) dont il est question ?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 3.1.5.**

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

**Références**



- i. HQD-1, Document 1, Section 3.4, pages 8 et 9

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

(..)

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

- ii. HQD-1, Document 2, annexe 2A, section 5.2, Page 69 et 70

#### 5.2. Moyens de gestion de la consommation

*Le Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement prévoit que les contrats de puissance interruptible doivent être traités explicitement dans le Plan, au même titre qu'un contrat d'approvisionnement.*

*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 3.4 de la pièce HQD 1, document 1.*

*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.*

## **Demandes 3.2**

### **Question 3.2.1**

En lien avec votre intérêt à *développer le potentiel des options relatives à la gestion de la consommation et à poursuivre des activités de prospection dans ce domaine*<sup>4</sup>, outre la bi-énergie résidentielle, associée à un moyen de gestion n'étant pas sous le contrôle direct du Distributeur, avez-vous procédé à un balisage des autres moyens de gestion pouvant être associés aux projets en efficacité énergétique et sous le contrôle du Distributeur ?

Si oui, quels sont ces moyens et leur potentiel ? À court terme, à long terme ?

---

<sup>4</sup> HQD-1, Document 1, Section 3.4, p 9

**Réponse :**

Le Distributeur n'a pas effectué de balisage particulier des autres moyens de gestion de la consommation sous son contrôle direct. Toutefois, il exerce une vigie continue sur le sujet. Il a effectué à cet effet une évaluation du potentiel technico-économique des mesures ou technologies qui pourront être implantées chez les clients des marchés résidentiel ou commercial et institutionnel (voir la section 4.5 de la pièce HQD-8, document 8 du dossier R-3708-2009).

Voir également les réponses aux questions 1.a et 1.g de l'ACEF de l'Outaouais à la pièce HQD-4, document 2.

**Question 3.2.2**

Concernant le fait que « ..la contribution des marchés de court terme, dont l'évaluation était considérée conservatrice, a été portée à 1 000 MW. », quelle est votre évaluation de la progression de la contribution des marchés de court terme ?

Plus précisément, pouvez-vous expliquer pourquoi le Distributeur a eu besoin d'une contribution accrue des marchés de court terme ?

**Réponse :**

**Les besoins d'hiver nécessitent des apports supplémentaires en puissance et en énergie.**

**Question 3.2.3**

Seriez-vous en mesure de fournir la provenance de ces 1000MW, soit le type de ressources (hydraulique, thermique, nucléaire) qui ont contribué à cette fourniture ?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 3.1.5.**

**Référence**

- HQD-1, Document 1, Section 3.4, section 3.4, pages 28 et 29

*Le Distributeur prévoit déposer une demande d'autorisation spécifique relative au projet de Lecture à distance (LAD) d'ici 2012. Le projet LAD consiste au*

*remplacement du parc de compteurs existants à court terme, l'installation d'une infrastructure de mesurage avancé et le déploiement d'une plateforme de télécommunications.*

*Lorsque la Régie aura, le cas échéant, approuvé ce projet majeur, le Distributeur pourra qualifier les opportunités d'affaires prometteuses et développer éventuellement l'offre d'options en gestion de la consommation, dans la mesure où celles-ci répondent, de façon économique, à des besoins réels. D'ici ce moment, le Distributeur poursuit ses activités de vigie et de prospection.*

### **Demandes 3.2**

#### **Question 3.2.4**

À la référence section 3.4, du document HQD-1, Document 1, à quelles offres de gestion de la consommation faites-vous référence ?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 1.a de l'ACEF de l'Outaouais à la pièce HQD-4, document 2.**

#### **Question 3.2.5**

Quelles sont les activités de vigie et de prospection faites dans le cadre du projet de lecture à distance (LAD) ?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 1.a de l'ACEF de l'Outaouais à la pièce HQD-4, document 2.**

#### **Question 3.2.6**

Compte tenu de l'état d'avancement de vos activités de vigie et de prospection faites dans le cadre du projet de lecture à distance (LAD) concernant les offres de gestion de la consommation, pourriez-vous estimer un profil de réduction en pointe résultant de ce projet à long terme ?

Par exemple, des offres de gestion de la consommation liée au projet LAD pourraient-elles couvrir le 1000 MW présentement requis sur les marchés de court terme ?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 1.a de l'ACEF de l'Outaouais à la pièce HQD-4, document 2.**

**Question 3.2.7**

Veillez confirmer qu'aucune estimation d'offres de gestion de la consommation, liée au projet LAD, n'a été intégrée dans les prévisions de la demande du plan d'approvisionnement ?

**Réponse :**

**Le Distributeur le confirme.**

**ENJEU 3.3 Attributs environnementaux**

**Référence :**

- HQD-1, Document 1, Section 3.5, pages 29 et 30

**3.5 ATTRIBUTS ENVIRONNEMENTAUX**

*Lors de l'examen du Plan d'approvisionnement 2008-2017, plusieurs intervenants avaient suggéré que le Distributeur puisse accréditer ses projets de production d'énergie renouvelable afin d'en revendre les attributs environnementaux sur le marché des certificats d'énergie renouvelable (« Renewable Energy Certificates » ou RECs), particulièrement en Nouvelle-Angleterre.*

*(...)*

*Certains autres réseaux procèdent à des appels d'offres centralisés où l'introduction de critères favorisant la production locale rend pratiquement impossible la qualification des projets provenant de l'extérieur de l'État. Dans l'État de New York, par exemple, dans le cadre du processus de sélection des offres mis en place par le NYSERDA (New York State Energy Resource and Development Authority.), 30 % du pointage est directement relié à des critères de retombées économiques dans cet État. En plus, tout projet ayant bénéficié d'une aide gouvernementale, même si cette aide provient d'un gouvernement étranger, ne peut se qualifier dans le processus d'appel d'offres.*

*(...)*

*Enfin, le Distributeur effectuera une vigie afin de demeurer à l'affût des changements qui pourraient survenir et améliorer les perspectives de mise en valeur des attributs environnementaux de ses projets d'énergie renouvelable.*

### **Demandes 3.3**

#### **Question 3.3.1**

Pourriez-vous préciser, à votre connaissance, quels sont les critères de qualification restreignant la certification des projets implantés à l'extérieur des états de la Nouvelle-Angleterre ?

#### **Réponse :**

**Tel que mentionné au préambule cité en référence, les appels d'offres pour l'énergie renouvelable menés dans l'État de New York, en accordant une portion importante du pointage aux retombées économiques dans cet État, éliminent, à toutes fins pratiques, l'éligibilité des sources de production à l'extérieur de leur zone de contrôle.**

#### **Question 3.3.2**

Pouvez-vous donner des exemples de contestations judiciaires qui soient en lien avec des projets de type hydroélectrique ?

#### **Réponse :**

**En 2010, l'État du Massachusetts a tenté de restreindre la qualification de projets d'énergie renouvelable, à ceux construits à l'intérieur de ses frontières. Cette mesure a été contestée devant les tribunaux parce qu'elle contrevenait aux dispositions de la constitution concernant le commerce inter-états. Par contre, les projets hydroélectriques n'étaient pas spécifiquement ciblés.**

#### **Question 3.3.3**

En quoi le fait de revendre des RECs ferait en sorte de maintenir une plus grande quantité de production thermique dans les marchés voisins ?

#### **Réponse :**

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

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

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

Dans un tel contexte, si le Distributeur parvenait à qualifier ses projets et réussissait à vendre les CER associés sur le marché américain, l'offre de CER augmenterait de manière importante et leur valeur chuterait. Ainsi, les distributeurs d'électricité américains pourraient très facilement rencontrer leurs exigences à l'égard des RPS en achetant des CER à rabais et ne seraient plus incités à lancer des appels d'offres en vue de la réalisation de projets d'énergie renouvelable dans leurs marchés respectifs pour atteindre leur quota. Ainsi, moins de projets renouvelables seraient réalisés et une plus grande proportion de la production locale sur ces mêmes marchés proviendrait de centrales thermiques.

#### **Question 3.3.4**

Une offre plus importante d'énergie renouvelable n'aurait-elle pas, à terme, l'effet d'augmenter les pourcentages requis en ressources renouvelables des porte-folios ?

**Réponse :**

**Le Distributeur ne peut se prononcer sur les politiques énergétiques et environnementales des États voisins.**

**Question 3.3.5**

Outre la rentabilité discutable d'un point de vue monétaire liée à la revente de RECs, l'accréditation des projets énergétiques du Québec n'aurait-elle pas un effet positif sur la reconnaissance de l'hydroélectricité comme ressource renouvelable et propre au Québec ?

**Réponse :**

**Le Vermont, seul État de la Nouvelle-Angleterre à avoir officiellement reconnu les grands projets hydroélectriques comme étant des projets de source renouvelable, n'a pas établi de RPS.**

**Question 3.3.6**

Une telle reconnaissance pourrait-elle impliquer une plus-value monétaire directe lors des transactions de vente d'électricité sur ces marchés ?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 3.3.5.**

**Question 3.3.7**

Le Distributeur mentionne qu'il effectuera une vigie portant sur les perspectives de mise en valeur des attributs environnementaux de ses projets d'énergie renouvelable. À quel moment le Distributeur entend-il déposer cette vigie pour les fins d'examen devant la Régie de l'énergie ?

**Réponse :**

**Si des changements importants avaient lieu et affectaient les conditions de mise en valeur des attributs environnementaux au Canada, le Distributeur en ferait part dans le cadre des plans d'approvisionnements ou de leurs états d'avancement annuels.**

**ENJEU 4. Approvisionnement additionnels et stratégie**

(HQD-1, Document 1, Sections 4.1 à 4.4 et pièce HQD-1, Document 2, Annexe 4C)

**Référence**

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

#### 4.1.1 Déploiement des moyens de gestion existants

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

### **Préambule**

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

### **Demandes 4**

#### **Question 4.1**

Pouvez-vous confirmer, ou infirmer, que les mesures de gestion de la demande qui pourraient résulter du projet LAD et les économies d'énergies prévues au projet CATVAR ont été considérées dans cette prévision ?

Pourriez-vous fournir un estimé de l'impact des mesures de gestion de la demande qui pourrait résulter du projet LAD, à terme ?

#### **Réponse :**

**Le Distributeur confirme que les prévisions d'économies d'énergie associées au projet CATVAR sont intégrées à sa prévision de la demande, tel qu'indiqué à la page 67 (lignes 15 à 17) de la pièce B-5-HQD-1, document 2, annexe 2A. La prévision ne considère aucune mesure associée au projet LAD pour les raisons indiquées en réponse aux questions 1.a et 6.b de l'ACEF de l'Outaouais à la pièce HQD-4, document 2.**

#### **Question 4.2**

Outre les ententes avec ses principaux fournisseurs (TCE et le Producteur), quelles sont les mesures précises envisagées pour l'amélioration de la flexibilité du portefeuille d'approvisionnement à court terme et à long terme ?



**Réponse :**

**Il n'y a pas d'autres mesures précises envisagées pour accroître la flexibilité du portefeuille d'approvisionnement que celles qui sont énoncées dans le Plan.**

**Référence**

- HQD-1, Document 1, Sections 4.1.2

*4.1.2 Bilan en énergie après utilisation des moyens de gestion existants*

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

*Malgré le déploiement des moyens de gestion existants, d'importants surplus d'énergie demeurent présents au bilan, ceux-ci étant concentrés d'avril à octobre. Parallèlement, de nouveaux approvisionnements seront requis en période hivernale.*

**Demande 4**

**Question 4.3**

Sera-t-il possible avec l'ensemble des moyens décrits à la section 4.1.2 de réduire davantage le recours au marché de revente à court terme pour les surplus d'énergie demeurant au bilan ? Quels autres moyens seront envisagés ?

**Réponse :**

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

**Puisque les moyens existants ne suffisent pas à assurer l'équilibre offre-demande, le Distributeur entend négocier une entente de**

**modulation des livraisons de la centrale de TCE et une entente globale de modulation avec le Producteur.**

### **Référence**

4.4.2 Stratégie envisagée à plus long terme, page 46

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

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

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

### **Demande 4**

#### **Question 4.4**

Vous indiquez que *puisque la gestion de la consommation vise le déplacement de consommation entre les créneaux horaires*, veuillez préciser quels sont les moyens de gestion de la consommation auxquels vous faites référence ?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 1.a de l'ACEF de l'Outaouais à la pièce HQD-4, document 1.**

#### **Question 4.5**

Lorsque vous envisagez d'accroître le potentiel d'approvisionnement en puissance à partir des réseaux voisins, comptez-vous privilégier un type (Thermique, éolien, hydro-électrique, etc.) de ressources en particulier ?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 3.1.5.**

**Référence**

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

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

**Demande 4**

**Question 4.6**

*Vous indiquez souhaiter être en mesure d'effectuer des achats de puissance ferme sur le marché de l'Ontario et ainsi optimiser l'utilisation de la nouvelle interconnexion de 1250 MW, veuillez préciser la provenance et le type de ressources constitués pour ces achats de puissance ferme ?*

**Réponse :**

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

**Référence :**

*4.4.2.3 Ordonnancement des actions*

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

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

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

#### **Demandes 4**

##### **Question 4.7**

Concernant l'*Ordonnancement des actions* à la section 4.4.2.3, avez-vous également une politique ou un énoncé d'ordonnancement en fonction du type (thermique, renouvelables, etc.) de ressources ?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 3.1.5.**

#### **ENJEU 4.1 Modifications au portefeuille d'approvisionnement**

(HQD-1, Document 1, Section 4.2.2.2 et pièce HQD-1, Document 2, Annexe 4A et Annexe 4B)

##### **Préambule et référence**

En lien avec le portefeuille d'approvisionnement et le développement d'un programme d'achat d'électricité auprès de micro-producteurs de moins de 1 MW, le GRAME souhaite s'assurer que le plan d'approvisionnement 2011-2020 intègre adéquatement les préoccupations exprimées dans la *Stratégie énergétique du Québec 2008-2015* ;

Dans le dossier R-3648-2008, le Distributeur faisait part d'échanges informels avec des intervenants susceptibles d'être intéressés par la microproduction :

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

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

#### **Demandes 4.1**

##### **Question 4.1.1**

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

##### **Réponse :**

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

##### **Question 4.1.2**

Si oui, ces rencontres ont-elles permis d'identifier des difficultés pour la mise en place d'un éventuel programme de microproduction?

Veuillez préciser.

##### **Réponse :**

**Sans objet.**

#### **Préambule**

Pour terminer cette section, le GRAME est en faveur de conserver les acquis en matière d'approvisionnement en énergie de sources renouvelables, comme le démontre la preuve au dossier avec la signature de contrats d'énergie produite par cogénération à la biomasse, le programme d'électricité produite par des petites centrales hydrauliques, la mise en service d'énergie de source éolienne, ainsi que les approvisionnements de source hydro-électrique conventionnelle. Le GRAME souhaite s'assurer que ces acquis soient maintenus et qu'une place ciblée soit réservée à ces ressources.

#### **Références**

- i. HQD-1, doc.1, p.33

*«4.2.2.2 Modifications au portefeuille d'approvisionnement*

*Depuis l'état d'avancement 2009, le portefeuille d'approvisionnement du Distributeur a connu les changements suivants :*

*signature de six contrats d'énergie produite par cogénération à la biomasse, totalisant 51,9 MW. Ce résultat remplace une estimation basée sur les objectifs du décret qui visait l'acquisition de 150 MW de puissance produite par de la biomasse ;»*

- ii. HQD1-doc.1, p. 60

*«7.1.1 Incertitude quant aux quantités requises et livrées*

*(...) les soumissionnaires n'ont pas atteint le niveau recherché dans l'appel d'offres A/O 2009-01 pour de l'énergie produite par de la cogénération à la biomasse, (...)*»

#### **Demandes 4.1**

##### **Question 4.1.3**

Le Distributeur peut-il expliquer les raisons pour lesquelles les soumissionnaires n'ont pas atteint le niveau recherché dans l'appel d'offres? Veuillez préciser.

##### **Réponse :**

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

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

**Référence :** HQD-1, doc. 1 p. 63

*«7.2.2 Pénalités liées au maintien de la contribution en énergie*

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

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

#### **Demandes 4.1**

##### **Question 4.1.4**

Les pénalités telles que décrites ci-haut font-elles partie des raisons pour lesquelles il y a peu de soumissionnaires? Veuillez préciser.

##### **Réponse :**

**Les pénalités liées au maintien de la contribution en énergie sont prévues dans les contrats pour notamment assurer le Distributeur que les fournisseurs respecteront leurs engagements contractuels et, que les conséquences, en cas de défaut d'un fournisseur, soient à un coût presque nul pour sa clientèle.**

**Le Distributeur estime par ailleurs qu'il n'y a aucun lien entre ces pénalités et le nombre de soumissionnaires qui ont déposé des soumissions dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2009-01.**