

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



1. **Référence** : Document support de la présentation du Distributeur effectuée en séance de travail le 19 mars 2007.

**Demande :**

- 1.1. Veuillez déposer ce document au dossier.

**Réponse:**

**Voir l'annexe 1 du présent document.**

2. **Référence** : (i) Suivi de la décision D-2005-203 (R-3568-2005)

**Préambule :**

À la référence (i), la Régie note plusieurs dépassements importants (supérieur à 1000 MW) sur plusieurs heures successives en période hors pointe.

**Demandes :**

- 2.1. Veuillez expliquer quelles sont les causes de ces dépassements ainsi que les moyens à la disposition du Distributeur pour les réduire?

**Réponse:**

**Il importe de rappeler que le Distributeur ne connaît avec certitude les heures pour lesquelles des dépassements surviennent et leur niveau qu'en fin d'année, une fois l'allocation des bâtonnets patrimoniaux finalisée. Même en temps réel, le Distributeur ne peut connaître cette information puisque l'allocation des bâtonnets à une heure donnée dépend non seulement de la demande et des achats effectués à ce moment précis, mais elle dépend également de la demande et des achats de toutes les autres heures de l'année.**

**Les dépassements supérieurs à 1 000 MW se produisent lorsque la demande québécoise est à son plus faible, c'est-à-dire l'été, durant les heures hors pointe. C'est durant ces heures que les plus petits bâtonnets patrimoniaux sont alloués. Or, ces bâtonnets sont de beaucoup inférieurs à la demande québécoise. Ce faisant, le Distributeur devrait réaliser d'importants achats, durant les heures de creux de charge, pour éviter ou diminuer d'éventuels dépassements.**

En 2006, 13 dépassements, supérieurs à 1000 MW ont été réalisés. Aucun dépassement au-delà de 1000 MW n'a été constaté en 2005.

Pour 2006, durant les 13 heures dont les dépassements ont été de plus de 1000 MW, la demande moyenne a été de 14 328 MW. La moyenne des bâtonnets patrimoniaux alloués à ces heures était de 11 851 MW (fichier proxy 2006). Le Distributeur aurait donc dû acheter 2 477 MW pour combler la demande et réduire l'ampleur des dépassements du profil patrimonial.

En analysant le fichier proxy de 2006, la Régie sera à même de constater que d'importants achats de l'ordre de 770 MW ont été réalisés durant ces heures auprès des contreparties du Distributeur ou sur les marchés limitrophes. Malgré cela, des achats additionnels de 1 707 MW auraient été requis pour réduire l'ampleur des dépassements du profil patrimonial. Or, pour acquérir de tels volumes, le Distributeur devrait avoir recours à des importations massives, ce qui risque de créer des pressions à la hausse sur les prix de marché. Le Distributeur devrait également faire face à des contraintes de transport et de disponibilité des interconnexions.

Le Distributeur pourrait réduire la probabilité et l'ampleur des dépassements, en augmentant les quantités achetées pour toutes les périodes où il y a risque de dépassement. Il faut cependant comprendre qu'en augmentant les achats, la probabilité de créer de l'électricité patrimoniale inutilisée s'accroît également, or le Distributeur vise à maintenir l'équilibre pour minimiser les dépassements et optimiser l'utilisation de l'électricité patrimoniale.

- 2.2. La Régie constate que les dépassements les plus importants ont lieu la nuit pendant les mois d'été, veuillez expliquer cette situation ?

**Réponse:**

**Voir la réponse à la question 2.1.**

**3. Référence :** (i) Rencontre technique du 19 mars 2007

**Préambule :**

Lors de la rencontre technique, le Distributeur a mentionné que les capacités des interconnexions en mode importation sont affectées à la baisse par le faible niveau de charge du réseau.

**Demandes :**

- 3.1.** Veuillez expliquer en détail le phénomène technique qui cause cette baisse de capacité ?

**Réponse:**

**Lorsqu'il y a importation d'électricité sur le réseau, il faut réduire d'autant la production interne. Il existe cependant un seuil minimal de production sur le réseau. Le seuil, qui varie constamment, est le résultat des contraintes de débits minimums aux ouvrages de production hydraulique, et des contraintes techniques et contractuelles aux centrales thermiques et de contraintes sur le réseau de transport. Ces contraintes peuvent limiter la quantité totale d'importation, selon le niveau de charge. De plus, avec la réduction de production synchronisée sur le réseau, on doit réduire la quantité de puissance injectée (importée) par interconnexion de façon à ce que le déclenchement de l'interconnexion ne provoque pas un délestage de charge en sous fréquence.**

- 3.2.** Veuillez quantifier l'impact (par rapport à la situation normale) d'une faible charge du réseau d'Hydro-Québec sur les capacités d'importation pour chaque interconnexion avec les marchés voisins.

**Réponse:**

**Voir la réponse à la question 3.1.**

**4. Référence :** (i) Rencontre technique du 19 mars 2007

**Préambule :**

***Réponse à la demande de renseignements n°1  
de la Régie***

---

Dans chacun des marchés voisins, les différents ISO ont leurs propres procédures pour traiter les déséquilibres instantanés constatés après coup entre l'offre et la demande.

**Demandes :**

- 4.1.** Veuillez expliquer le fonctionnement des mécanismes de gestion de ces déséquilibres dans les marchés déréglementés voisins?

**Réponse:**

**À notre connaissance, il n'y a pas de déséquilibres constatés après coup dans les marchés limitrophes.**

**Pour ce qui est des différences pouvant survenir entre la prévision des besoins d'un distributeur et les besoins réels, c'est le marché en temps réel qui assure l'équilibre entre l'offre et la demande. Les distributeurs paient ou reçoivent le prix « *real time* » pour l'énergie qui n'a pas été acquise (bilatéralement ou sur le marché DAM) ou encore qui a été acquise en trop. Cet ajustement n'est pas réalisé après coup, mais à chaque 5 minutes de la journée et tout au long de l'année. Le prix établi pour ces périodes de 5 minutes reflète, entre autres, les offres faites par les producteurs.**

**Il faut noter que le Distributeur n'est pas un participant opérant sur le marché de New York et il ne peut se fier au marché « *real time* » pour combler les différences pouvant survenir entre la prévision de ses besoins et ses besoins réels.**

- 4.2.** Comment est déterminé le prix payé par les distributeurs pour les dépassements horaires constatés après coup ?

**Réponse:**

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

- 5. Références :** (i) Présentation du Distributeur du 19 mars 2007, page 12  
(ii) Dossier R-3568-2005, pièce HQD-3, document 1, pages 9 et 10  
(iii) Présentation du Distributeur du 19 mars 2007, page 11

***Réponse à la demande de renseignements n°1  
de la Régie***

---

**Préambule :**

Le coût de 300 \$/MWh pour les 300 heures de forte contribution était comparé, dans le dossier R-3568, au coût du programme d'électricité interruptible précédent. Selon la référence (i), le coût du nouveau programme d'électricité interruptible est nettement moins élevé : 200 \$/MWh - 250 \$/MWh, selon l'utilisation.

À la référence (ii), le Distributeur indique que ce prix de 300 \$/MWh constitue pour lui un incitatif à avoir des approvisionnements suffisants et à ne pas se fier à l'entente cadre pour répondre à ses besoins de fine pointe. Cela augmente le risque pour le Distributeur de laisser de l'électricité patrimoniale inutilisée.

Le Distributeur précise aussi à la référence (ii) qu'il aura alors utilisé toutes ses possibilités d'achat dans le marché. Selon le suivi de l'Entente pour 2005 et 2006, les dépassements ont lieu principalement la nuit.

À la référence (iii), le Distributeur confirme que les prix de marché (DAM ou RT sur le NYISO) restent bien en deçà du 300 \$CAN/MWh, pour les 300 heures d'hiver dont les prix ont été les plus élevés dans ces marchés.

Le prix de 300 \$/MWh est applicable pour les 300 plus grandes valeurs horaires de l'électricité mobilisée au titre de l'électricité patrimoniale. Ces heures ne correspondent pas exactement aux heures les plus chargées du réseau, selon les approvisionnements que le Distributeur aura prévus. Ces heures ne correspondent pas non plus aux heures d'hiver dont les prix sont les plus élevés sur les marchés voisins.

**Demande :**

**5.1** Veuillez élaborer sur la justification du maintien de ce prix de 300 \$/MWh.

**Réponse:**

**Le prix de 300 \$/MWh a été approuvé dans le cadre de la demande R-3568-2005 et il est maintenu sans indexation dans la présente demande d'extension pour les années 2007 et 2008.**

**Le Distributeur rappelle que l'entente cadre est un moyen de dernier recours et que son utilisation vient après le recours aux marchés de court terme et au programme d'électricité interruptible. L'entente cadre est donc utilisée lorsque ces deux moyens ne sont plus disponibles.**

*Réponse à la demande de renseignements n°1  
de la Régie*

---

De plus, le produit offert par l'entente-cadre est beaucoup plus flexible que l'électricité interruptible. Notamment, le recours à l'électricité interruptible nécessite un préavis minimal de 2 heures et un nombre maximal d'interruption pour un coût unitaire de l'ordre de 255 \$/MWh pour 40 heures d'utilisation.

Eu égard au service rendu par l'entente cadre, en particulier de la flexibilité demandée au Producteur, et à son positionnement dans la séquence des approvisionnements du Distributeur, le prix de 300 \$/MWh apparaît donc tout à fait raisonnable.

Dans sa gestion, le Distributeur vise, entre autres, à minimiser l'utilisation de l'entente-cadre, particulièrement pendant les 300 heures les plus chargées. Cette gestion peut-être illustrée par les résultats obtenus lors des deux dernières années. En 2006, le Distributeur n'a pas eu recours à l'entente-cadre pour les 300 heures de pointe et en 2005 les résultats montrent une très faible utilisation de 1,1 GWh.

- 6 Références :** (i) Dossier R-3610-2006, HQD-2, document 2, page 20, tableau 5  
(ii) Dossier R-3624-2007, HQD-2, document 1, page 5

### **Préambule**

À la référence (i), le Distributeur mentionnait que le coût unitaire prévu des approvisionnements postpatrimoniaux pour 2007 est évalué à 8,1 ¢/kWh. Or, à la référence ii, le Distributeur expliquait que la prévision de la demande de 2007 a été fortement revue à la baisse.

### **Demandes**

- 6.1** Veuillez fournir votre évaluation du coût unitaire des approvisionnements postpatrimoniaux pour l'année 2007 en tenant compte des plus récentes informations disponibles, notamment au niveau de la prévision de la demande ? Veuillez fournir les détails du calcul sous la forme du tableau présenté à la référence (i).

### **Réponse:**

**De l'avis du Distributeur, le coût unitaire prévu des approvisionnements postpatrimoniaux pour 2007 de 8,1 ¢/kWh**

*Réponse à la demande de renseignements n°1  
de la Régie*

---

demeure le meilleur signal de prix. Il représente le signal public et transparent des coûts d'approvisionnement disponible lors de la négociation de l'entente et il est acceptable pour les deux parties prenantes à l'entente.

Aucune information postérieure à la date de conclusion de l'entente ne peut évidemment avoir été prise en compte par les parties. Aucune telle information ne peut donc servir de base à l'évaluation de l'entente.

Par ailleurs, le Distributeur, avant de le faire dans le dossier R-3624-2006, avait annoncé dans le dossier R-3610-2004 que sa prévision de la demande surestimait de 2 TWh les besoins de 2007, par suite, entre autres, de fermetures d'usines. Or, dans sa décision D-2007-12, la Régie rappelait l'importance des principes de « permanence du dossier tel que déposé » et de « cohérence de l'ensemble des données du dossier », reconnaissant qu'un dossier « constitue un tout et, qu'en principe, on ne devrait pas tenir compte des mises à jour partielles ». En conséquence, elle n'a pas corrigé le coût unitaire prévu de 8,1 ¢/kWh pour les approvisionnements postpatrimoniaux. Les mêmes principes devraient s'appliquer au présent dossier.

7. **Références** : (i) Dossier R-3568-2005, HQD-1, document 1, page 7  
(ii) Pièce B1-HQD-Requête, p.3, paragraphe 11

### **Préambule**

À la référence (i), le Distributeur explique que :

*«... les parties appliqueront le coût moyen des achats du contrat de TransCanada Energy Ltd pour la centrale de Bécancour tel qu'il sera transmis par le Distributeur dans le cadre des suivis à la Régie.»*

À la référence (ii), le Distributeur mentionne :

*«Le prix de 8,1 ¢/kWh est à l'avantage des clients du Distributeur si on le compare au prix de 10,5 ¢/kWh qui aurait prévalu pour ces mêmes heures si tel que prévu à l'Entente initiale pour l'année 2006, ce prix était demeuré aligné sur le coût unitaire du contrat conclu par le Distributeur avec TransCanada Energy.»*

***Réponse à la demande de renseignements n°1  
de la Régie***

---

Dans le fichier de suivi horaire de l'entente cadre pour l'année 2006, la Régie constate que le coût horaire de l'entente passe à 8 ¢/kWh à compter du 17 septembre à 13h. La Régie comprend que ce coût unitaire correspond à l'évaluation (en fin d'année 2006) du prix du contrat de TransCanada Energy Ltd (TCE) pour le Distributeur.

**Demande**

7.1 Veuillez justifier l'utilisation du 10,5 ¢/kWh de la citation à la référence (ii) alors que le fichier de suivi horaire de l'entente cadre montre un prix unitaire de 8 ¢/kWh. Veuillez également vous prononcer sur l'avantage pour les consommateurs de ne plus recourir au prix unitaire du contrat avec TCE pour évaluer le coût des dépassements dans la nouvelle entente cadre.

**Réponse:**

**Le prix de 10,5 ¢/kWh représente le coût unitaire anticipé pour les achats d'électricité du Distributeur auprès de TCE (A/O 2002-01), pour l'année 2007. Ce coût unitaire anticipé est basé sur les prix à terme (« *forward* ») du gaz naturel utilisés dans le cadre de la cause tarifaire 2007-2008.**

**Le prix de 8 ¢/kWh correspond au coût unitaire réel pour les achats d'électricité du Distributeur auprès de TCE (A/O 2002-01), au cours de l'année 2006 (septembre à décembre).**

**Les principaux avantages de ne plus recourir au prix unitaire de TCE sont les suivants :**

- **Le coût des dépassements ne comporte aucun élément de volatilité puisqu'il est basé sur le coût moyen de 2007;**
- **Le coût des dépassements ne sera pas affecté par une modification de la production de TCE. Par exemple, une diminution de la production d'électricité de la centrale de TCE aurait eu pour effet d'augmenter le coût unitaire moyen du contrat avec TCE et le prix de l'entente cadre.**

**8. Références :** (i) Dossier R-3568-2005, HQD-1, document 1, page 7  
(ii) Pièce B1-HQD-1-Requête, p.3, paragraphe 12

**Préambule**

**Réponse à la demande de renseignements n°1  
de la Régie**

---

À la référence (i), le Distributeur justifiait le choix du taux d'indexation du coût unitaire des dépassements entre 2005 et 2006 (pour la partie de l'année 2006 qui précède le début des livraisons du contrat conclu avec TCE) par l'observation des contrats à terme.

À la référence (ii), le Distributeur mentionne :

*«À compter du 1<sup>er</sup> janvier 2008, le prix payable sera de 8,3 ¢/kWh, soit le prix de 2007 indexé sur les mêmes bases que l'Entente cadre initiale à 2,5% (voir HQD-1, document 1, Entente cadre, sous-paragraphe 7.1.2 b)).»* (Notre soulignement)

**Demande**

**8.1** Veuillez présenter le taux d'indexation (de 2007 à 2008) des dépassements qui aurait prévalu si le Distributeur recourait à la même méthodologie que celle utilisée conformément à l'entente initiale (R-3568-2005) pour évaluer le coût unitaire des dépassements de 2006 (avant TCE), soit par l'observation des prix des contrats à terme.

**Réponse:**

**Le taux d'indexation basé sur la même méthodologie que celle de l'entente initiale serait de 2,6 %, en utilisant les prix à terme 2008 disponibles au mois de novembre 2006.**

**9. Référence :** (i) Dossier R-3568-2005, HQD-1, document 1, page 8, tableau 1

**Préambule**

À partir de certaines simulations, le Distributeur présentait à la référence (i) un tableau des quantités et des coûts estimés de l'entente cadre pour l'année 2005 selon différentes probabilités.

**Réponse à la demande de renseignements n°1  
de la Régie**

TABLEAU 1: Quantités et coûts associés à l'Entente					
PROBABILITÉ <sup>1</sup>	10%	25%	50%	75%	90%
<b>Quantités (GWh)</b>					
Heures à 30 ¢/kWh	1,2	1,8	22,4	71,5	270,0
Heures à 7,5 ¢/kWh	14,8	15,6	17,1	40,9	650,6
<b>Total</b>	<b>16,1</b>	<b>17,4</b>	<b>39,5</b>	<b>112,4</b>	<b>920,5</b>
<b>Coûts (M\$ CA)</b>					
Heures à 30 ¢/kWh	0,4	0,5	6,7	21,5	81,0
Heures à 7,5 ¢/kWh	1,1	1,2	1,3	3,1	48,8
<b>Total</b>	<b>1,5</b>	<b>1,7</b>	<b>8,0</b>	<b>24,5</b>	<b>129,8</b>

1. Probabilité que les quantités et coûts annuels soient inférieurs ou égaux aux valeurs indiquées dans la colonne.

**Demandes**

**9.1** Veuillez mettre à jour le tableau de la référence (i) pour les années 2007 et 2008, en considérant l'évaluation actuelle des approvisionnements pour ces années et les paramètres proposés dans l'entente cadre visant 2007 et 2008. Veuillez commenter et comparer ces tableaux avec celui fourni à la référence (i) pour 2005.

**Réponse:**

**Quantités et coûts estimés de l'entente cadre pour l'année 2007**

Probabilité <sup>(1)</sup>	Espérance					
	10%	25%	50%	75%	81%	90%
<b>Quantités (GWh)</b>						
Heures à 30 ¢/kWh	0,0	0,0	0,0	0,8	3,1	15,6
Heures à 8,1 ¢/kWh	5,6	6,0	6,5	6,7	7,6	5,9
<b>Total</b>	<b>5,6</b>	<b>6,0</b>	<b>6,5</b>	<b>7,5</b>	<b>10,8</b>	<b>21,5</b>
<b>Coûts (M\$ CA)</b>						
Heures à 30 ¢/kWh	0,0	0,0	0,0	0,3	0,9	4,7
Heures à 8,1 ¢/kWh	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,5
<b>Total</b>	<b>0,5</b>	<b>0,5</b>	<b>0,5</b>	<b>0,8</b>	<b>1,6</b>	<b>5,2</b>

1) Probabilité que les quantités et les coûts annuels soient inférieurs ou égaux aux valeurs indiquées dans la colonne.

**Réponse à la demande de renseignements n°1  
de la Régie**

**Quantités et coûts estimés de l'entente cadre pour l'année 2008**

Probabilité <sup>(1)</sup>	Espérance					
	10%	25%	50%	75%	81%	90%
<b>Quantités (GWh)</b>						
Heures à 30 ¢/kWh	0,0	0,0	0,3	8,1	20,1	76,5
Heures à 8,1 ¢/kWh	1,0	1,4	1,6	0,8	4,2	1,3
<b>Total</b>	<b>1,0</b>	<b>1,4</b>	<b>1,9</b>	<b>9,0</b>	<b>24,4</b>	<b>77,8</b>
<b>Coûts (M\$ CA)</b>						
Heures à 30 ¢/kWh	0,0	0,0	0,1	2,4	6,0	22,9
Heures à 8,1 ¢/kWh	0,1	0,1	0,1	0,1	0,3	0,1
<b>Total</b>	<b>0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>0,2</b>	<b>2,5</b>	<b>6,4</b>	<b>23,1</b>

1) Probabilité que les quantités et les coûts annuels soient inférieurs ou égaux aux valeurs indiquées dans la colonne.

**L'espérance pour les années 2007 et 2008 est associée à une probabilité de 81%.**

**Pour les années 2007 et 2008, le coût total est de beaucoup inférieur à celui de l'année 2005, notamment parce que le Distributeur dispose de moyens additionnels pour répondre à la demande, parmi lesquels figurent les contrats de long terme avec Hydro-Québec Production, TCE, Bowater, Kruger, Cartier et Northland.**

**9.2** Veuillez préciser si les tableaux ainsi préparés tiennent compte de tous les moyens de gestion et de toutes les possibilités d'intervention du Distributeur, notamment pour les niveaux de probabilité où l'entente serait la plus dispendieuse.

**Réponse:**

**Oui, le Distributeur prend en compte tous les moyens de gestion à sa disposition pour l'établissement des tableaux présentés à la réponse de la question 9.1.**

**10. Référence :** Présentation du Distributeur du 19 mars 2007, pages 3, 6, 7 et 9

**Préambule :**

***Réponse à la demande de renseignements n°1  
de la Régie***

---

Le coût de l'Entente est influencé par certains cas extrêmes représentant un poids important dans l'espérance d'utilisation. Les cas de dépassements importants observés dans le suivi correspondent à des situations de marché où les prix sont peu élevés (la nuit, par exemple).

**Demande :**

**10.1** Dans un souci de refléter les prix du marché, de communiquer le véritable signal de prix, et afin d'assurer l'équité entre le fournisseur du service et les clients du Distributeur, veuillez examiner en détail les avantages et inconvénients d'une formule de prix pour l'Entente qui serait liée aux marchés de court terme limitrophes (par exemple, comme celle utilisée à l'article 7.1.1 de l'Entente, ou comme celle utilisée dans le contrat type proposé dans l'appel d'offres A/O 2005-03, article 30.2).

**Réponse:**

**L'entente proposée reflète implicitement les coûts de marché puisqu'elle est basée sur les coûts d'approvisionnement du Distributeur. De plus, le Distributeur souligne que le coût de l'entente résulte de négociation avec le fournisseur pour ce type de service, dans un contexte où aucun prix de marché, et en particulier ceux cités en référence, ne peut refléter la nature très particulière du service fourni par l'entente cadre. Les marchés limitrophes prévoient des mécanismes pour assurer l'adéquation entre l'offre et la demande en temps réel mais ces moyens ne sont pas disponibles au Distributeur, et surtout ils ne permettent pas de combler des besoins identifiés *a posteriori*.**

**Rappelons que la nature des besoins à combler par l'Entente cadre exige du fournisseur potentiel qu'il ait des moyens de production qui soient disponibles en permanence et en quantité suffisante pour combler d'heure en heure tout écart entre la demande en électricité et les moyens programmés par le Distributeur.**

**Soulignons également que le moment et la quantité de dépassement sont, par définition, imprévisibles et peuvent survenir n'importe quand dans l'année. Il est donc approprié que le niveau de prix soit basé sur le prix moyen de l'année. De plus les quantités de dépassement ne sont connues qu'*a posteriori*.**

Le seul moyen de marché permettant d'éviter des dépassements consisterait à se procurer tous les approvisionnements nécessaires avec un taux de probabilité élevé jusqu'à concurrence de tous les besoins de pointe et hors pointe du Distributeur et d'utiliser l'électricité patrimoniale comme marge de manœuvre, au risque de laisser des quantités importantes d'électricité patrimoniale inutilisées.