

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 3
DE LA RÉGIE**

THÈME 1 – MODALITÉS DES CONVENTIONS

- 1. Références :** (i) Pièce B-36-HQD-1, document 5, pages 6, 7 et 16;
(ii) Pièce B-14-HQD-3, document 1, page 48.

Préambule :

En ce qui concerne les demandes de livraisons différées, le Distributeur explique aux pages 6 et 16 de la référence (i) que :

« Le Distributeur peut demander de différer des livraisons au cours d'une année, et ce, jusqu'à concurrence des quantités prévues à chacun des contrats en respectant les délais suivants :

- *Pour la période de janvier à mars : au plus tard le 15 septembre qui précède la période visée;*
- *Pour la période d'avril à septembre : au plus tard le 1^{er} mars qui précède la période visée;*
- *Pour la période d'octobre à décembre : au plus tard le 1^{er} septembre qui précède la période visée.*

Exceptionnellement pour l'année 2008, le Distributeur doit déterminer, dès l'entrée en vigueur des présentes Ententes, les quantités à différer pour la période de mai à septembre, en supposant que la Régie rende une décision favorable d'ici là.

[...]

à l'exception de la période d'hiver où le délai de préavis est d'un peu plus de trois mois, les délais de préavis des deux autres périodes sont seulement d'un mois. En terme de délais, le Distributeur dispose donc de la même flexibilité que lorsqu'il procède par appels d'offres de court terme. » (notre souligné)

En ce qui concerne les demandes de retour des livraisons, le Distributeur explique à la page 7 de la référence (i) que :

« Les quantités d'énergie différées donnent lieu à des retours au cours des années contractuelles. Dans la mesure où le solde des comptes de livraisons différées est positif, le Distributeur peut se prévaloir d'un retour d'énergie pour une année contractuelle donnée (année civile). Le Distributeur doit aviser le Producteur au plus tard le 15 septembre qui précède l'année contractuelle visée pour le retour. »

Le Distributeur mentionne à la référence (ii) qu'il « *entend alléger sa procédure d'appels d'offres de court terme afin, entre autres choses, de diffuser rapidement*

ses intentions d'achat ou de ventes d'énergie, de réduire la durée des appels d'offres et de prendre rapidement une décision. »

Demandes :

- 1.1 Veuillez expliquer l'utilisation d'un délai de préavis de trois mois et demi pour différer des livraisons de janvier à mars, en comparaison d'un délai d'un mois pour les deux autres périodes.

Réponse :

Le Distributeur présume que le Fournisseur doit planifier l'entretien de ses équipements, ses approvisionnements et les quantités à mettre en marché pour la période d'hiver et qu'il s'agit d'une période de l'année où il possède moins de marge de manœuvre que lors des autres saisons.

- 1.2 Veuillez expliquer l'utilisation d'un délai préavis de trois mois et demi pour différer des livraisons de janvier à mars ainsi que pour demander le retour des livraisons, considérant les délais d'appels d'offres de court terme du Distributeur.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.1.

2. **Références :** (i) Pièce B-35-HQD-1, document 4, page 5;
(ii) Pièce B-36-HQD-1, document 5, pages 10 à 14.

Préambule :

L'article 2.2.2 de la convention modifiant le contrat d'approvisionnement cyclable de 250 MW (référence (i)) prévoit que :

« 2.2.2 L'énergie additionnelle associée à une augmentation du taux de livraison horaire maximum pouvant être programmé par le Distributeur (pour plus de certitude l'énergie en excédant de l'énergie associée à la puissance contractuelle) constituera de l'énergie ferme (7x24) pouvant donner lieu aux dommages liquides prévus à l'article 2.6 des présentes. »

Demandes :

- 2.1** Veuillez expliquer pourquoi l'énergie qui sera retournée à partir du compte d'énergie différée devient de « *l'énergie ferme (7x24)* » et perd son caractère cyclable à une heure de préavis.

Réponse :

Lorsque l'énergie différée sera retournée au Distributeur, seule l'énergie différée deviendra de l'énergie ferme (7x24).

L'entente, en permettant de reporter les livraisons sur une base annuelle, offre une flexibilité plus intéressante que l'option cyclable incluse dans le contrat de 250 MW. Le report des livraisons sans coût direct est plus intéressant que les économies équivalentes à la prime variable (41 \$ indexé à 2 % par année) réalisées lorsque les livraisons cyclables sont suspendues.

Le Distributeur considère que des livraisons cyclables de 250 MW, ne faisant pas partie de l'énergie différée, sont suffisantes pour la gestion horaire de ses approvisionnements. Le Distributeur rappelle, à cet égard, que le contrat cyclable a jusqu'ici été utilisé presque exclusivement en base.

- 2.2** Veuillez évaluer la valeur de l'attribut qui consiste à pouvoir cycliser l'énergie à une heure de préavis et prendre en compte cette valeur dans l'analyse économique de la référence (ii).

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.1.

- 3. Référence :** Pièce B-35-HQD-1, document 4, pages 4 et 5.

Préambule :

En ce qui concerne le retour d'énergie du contrat d'approvisionnement cyclable de 250 MW, l'article 2.2.1 définit le « *taux de livraison majoré* » comme le taux de livraison horaire maximum pouvant être programmé par le Distributeur en vertu du « *contrat* », augmenté du retour d'énergie reprogrammé par le Distributeur pour l'année considérée.

Le Distributeur doit envoyer un « *préavis de retour d'énergie* » à cet effet avant le 15 septembre de l'année précédente.

C'est-à-dire que, par exemple, si pour l'année 2014 le Distributeur veut disposer d'un retour d'énergie de 50 MW sur le contrat cyclable, il doit envoyer au Producteur un « *préavis de retour d'énergie* » avant le 15 septembre 2013, l'informant que le « *taux de livraison majoré* » pour l'année 2014 sera de 300 MW.

Demandes :

- 3.1** Veuillez confirmer que dans l'exemple ci-dessus les 50 MW deviendront, selon l'article 2.2.2, de l'énergie ferme (7x24). Veuillez expliquer votre réponse.

Réponse :

Le Distributeur confirme. Voir également la réponse à la question 2.1.

- 3.2** En fixant le « *taux de livraison majoré* » à 300 MW, veuillez préciser si le Distributeur s'engage auprès du Producteur à prendre les 250 MW du « *contrat* » aussi sur une base ferme (7x24) ou s'il conserve la possibilité de cycliser cette énergie et de la programmer à sa guise selon les termes du « *contrat* ».

Réponse :

Seuls les 50 MW associés à de l'énergie différée constitueront de l'énergie ferme (7x24). Voir aussi la réponse à la question 2.1.

- 4. Références :**
- (i) Pièce B-34-HQD-1, document 3, page 6;
 - (ii) Pièce B-35-HQD-1, document 4, page 6;
 - (iii) NYISO, Technical Bulletin 158
http://www.nyiso.com/public/webdocs/documents/tech_bulletins/tb_158.pdf;
 - (iv) NYISO, New York Market Orientation Course (NYMOC)
http://www.nyiso.com/public/webdocs/services/market_training/workshops_courses/nymoc/transactions0108.pdf.

Préambule :

À l'article 2.2.8 des références (i) et (ii), il est mentionné que :

« Le solde du compte d'énergie différée devra être à zéro (0) à l'expiration de l'année contractuelle se terminant le 31 décembre 2020. Dans l'éventualité où le solde du compte d'énergie différée est positif à l'expiration de l'année contractuelle se terminant le 31 décembre 2020, le Fournisseur aura l'option de racheter l'énergie correspondant au solde du compte d'énergie différée en lui payant la différence positive entre (i) un prix par MWh égal à 94,8% du prix du marché DAM (Day Ahead Market) de la zone M publié pour le 31 décembre 2020 par le New York Independent System Operator (NYISO)(http://www.nyiso.com/public/market_date/pricing_data.jsp), ou tout successeur, lequel prix est sujet aux corrections et révisions faites de temps à autre conformément aux règles du NYISO moins (a) le prix par MWh applicable à cette date pour le service de transport ferme de point à point conformément aux Tarifs et conditions du service de transport d'Hydro-Québec approuvé par la Régie de l'énergie, (b) les frais par MWh pour les services auxiliaires pour des exportations vers le NYISO applicable à cette date (à titre illustratif 0,16 \$ US en date des présentes) et (c) 1\$ US par MWh représentant les frais de service et (ii) le prix prévu à l'article 2.2.11(iii) applicable à l'année contractuelle se terminant le 31 décembre 2020. »

À la référence (iii), il est inscrit que :

« TB 158 Transactions at the New York – Hydro Quebec Interface at Chateauguay

[...]

Prices

The NYISO will compute independent prices (LBMPs) at the Import / Export and Wheels Through Proxy Generator Busses based upon the constraints defined for each. It is possible that the Import / Export and Wheels Through Proxy Generator Buses will be priced differently, depending upon the constraints that are active at the time. Transactions scheduled at the Import / Export Proxy Generator Bus and at the Wheels Through Proxy Generator Bus are all subject to the Rules for Non-Competitive Proxy Generator Buses that are set forth in Attachment B to the Market Services Tariff and Attachment J to the OATT. »

À la référence (iv), il est inscrit que :

« *Special Pricing Rules*

for Proxies where a single entity could control flow (i.e. set RT price)

Effects HQ Proxy, CSC and Neptune line

Settlement based on HAM LBMP not RT LBMP

see Technical Bulletins 141 & 162 »

Demandes :

- 4.1** Qu'advient-il si le solde d'énergie différée positif le 31 décembre 2020 et si le Fournisseur n'exerce pas son option décrite aux références (i) et (ii) ?

Réponse :

Le Distributeur prévoit effectuer une gestion optimale des conventions pour différer les livraisons. Il prendra les décisions qui s'imposent pour minimiser le risque d'un solde d'énergie et récupérer ainsi la pleine valeur de l'énergie qui aura été différée entre 2009 et 2011.

Les clauses portant sur l'utilisation du compte d'énergie différée, dans l'éventualité où le solde serait positif au 31 décembre 2020, s'appliqueraient dans un cas exceptionnel où le Distributeur n'aurait pu utiliser, lors des huit années comprises entre le début de 2013 et la fin de 2020, l'énergie accumulée.

Par ailleurs, le Distributeur rappelle que quatre autres plans d'approvisionnement seront déposés d'ici 2020. Les moyens appropriés pour utiliser l'énergie accumulée dans le compte d'énergie différée pourront faire l'objet de discussions à plus d'une reprise.

Enfin, si le solde du compte d'énergie différée devait être positif au 31 décembre 2020, le Distributeur verra à préciser, avec Hydro-Québec Production, la mécanique de calcul respectant l'esprit de l'entente.

- 4.2** Veuillez expliquer en détail comment le prix de référence décrit à la référence (i) et (ii), soit le prix du marché DAM de la zone M sera calculé. Est-ce une moyenne arithmétique des 24 prix horaires des prix DAM pour la journée du 31 décembre 2020 ?

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.1.

- 4.3** Si le Fournisseur décide d'utiliser son option décrite aux références (i) et (ii), veuillez expliquer pourquoi le règlement du solde d'énergie différé serait basé sur le prix d'une seule journée d'une part, et sur la journée du 31 décembre d'autre part.

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.1.

- 4.4** Veuillez déposer une courbe et le chiffrier Excel des prix quotidiens du DAM à la zone M de 2000 à 2008.

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.1.

- 4.5** Tel que mentionné aux références (iii) et (iv), le « *NewYork – Hydro Quebec Interface at Chateauguay* » (zone M) est sujet aux mécanismes de détermination de prix spécifiques aux zones considérées « *non compétitives* », c'est-à-dire où une seule entité peut contrôler le flux à ce point du réseau. Compte tenu de ce qui précède, veuillez justifier le choix de la zone M pour établir le prix de référence pour régler le solde d'énergie différé, si celui-ci est positif en date du 31 décembre 2020 et si le Fournisseur décide d'exercer son option.

Réponse :

Le Distributeur utilise régulièrement les prix DAM à la zone M comme référence dans le cadre de ses transactions avec des tiers.

- 5. Références :** (i) Pièce B-36-HQD-1, document 5, page 11;
(ii) Pièce B-34-HQD-1, document 3, page 7;
(iii) Pièce B-35-HQD-1, document 4, page 7.

Préambule :

« Aux fins de l'analyse [économique], le Distributeur a limité la réduction potentielle des livraisons à dix (10) mois par année. Ce faisant, le Distributeur

bénéficie de la contribution en puissance associée aux contrats d’approvisionnement avec le Producteur lors des périodes de pointe.» (référence (i))

L’article 2.2.10 des deux conventions (références (ii) et (iii)) stipule que pendant les années où de l’énergie sera retournée au Distributeur, « *la puissance contractuelle ne sera pas affectée ni augmentée* ».

Demandes :

- 5.1** Veuillez confirmer que le Distributeur fait l’hypothèse qu’il ne différera pas d’énergie durant les mois de janvier et février pour les années 2009, 2010 et 2011. Veuillez expliquer votre réponse.

Réponse :

Le Distributeur confirme qu’il n’a pas l’intention de différer les livraisons de janvier et février pour les années 2009, 2010 et 2011. Les livraisons pour ces deux mois apparaissent aujourd’hui nécessaires à l’alimentation des charges du Distributeur et à la satisfaction de ses besoins en puissance.

- 5.2** Veuillez indiquer si le fait de différer l’énergie durant les années 2009 à 2011 réduit la puissance associée aux contrats initiaux (600 MW pendant 8 760 heures) durant ces mêmes années. Veuillez expliquer votre réponse.

Réponse :

La garantie de puissance associée aux contrats initiaux demeure inchangée, même sur la période entre 2009 et 2011. Le Distributeur doit équilibrer son bilan en puissance et doit, à cet effet, conserver la puissance associée aux contrats initiaux.

THÈME 2 – BILAN EN ÉNERGIE

- 6. Référence :** Pièce B-36- HQD-1, document 5, pages 4, 8 et 9.

Préambule :

À la page 4, le Distributeur mentionne que :

« De plus, par la même occasion, le gouvernement a annoncé son intention de négocier l’octroi d’un bloc additionnel de 500 MW pour l’agrandissement de l’usine Alcoa de Deschambault. Ces nouveaux besoins pourraient apparaître dès 2012. Ils compléteraient ainsi l’allocation de 1 000 MW réservés au développement industriel dans le cadre de la stratégie énergétique du gouvernement du Québec. »

À la page 8, il explique que :

« D’autre part, l’annonce du gouvernement concernant l’octroi de blocs d’énergie supplémentaires à Alcoa et de son intention de poursuivre les négociations avec Alcoa pour l’octroi d’un bloc d’énergie additionnel amène le Distributeur à rehausser l’évaluation des besoins sur un horizon de plus long terme. À cet effet, le Distributeur a retiré de sa prévision la réserve concernant l’ajout de nouveaux besoins industriels pour la remplacer par une prévision cohérente avec la stratégie énergétique du gouvernement du Québec. »

Demandes :

- 6.1** Veuillez fournir la référence dans la Stratégie énergétique précisant l’allocation de 1 000 MW réservés au développement industriel dans la stratégie énergétique.

Réponse :

La stratégie énergétique du Québec 2006-2015, p. 16.

- 6.2** Veuillez indiquer si la prévision initiale du Plan tenait compte de la totalité ou d’une partie des 1000 MW réservés au développement industriel dans la Stratégie énergétique. Veuillez également préciser si ces quantités représentent les quantités d’énergie figurant à la ligne « *Retrait de la réserve pour de nouveaux projets industriels* » du tableau 1 de la page 9.

Réponse :

La réserve incluse dans le Plan prenait en considération l’ajout de nouveaux besoins industriels totalisant près de 1 000 MW. Toutefois, compte tenu des hypothèses retenues relativement à la probabilité de réalisation de ces nouveaux besoins, le Distributeur a retenu l’équivalent d’environ 210 MW dans sa prévision des besoins. En outre, la réserve prenait en compte le

déploiement différent de besoins industriels déjà contractés. Ces deux éléments correspondaient ainsi en énergie à 2,3 TWh en 2017, soit les quantités d'énergie figurant à la ligne « *Retrait de la réserve pour de nouveaux projets industriels* » du tableau 1 de la page 9.

- 6.3** Veuillez expliquer le choix du Distributeur, d'inclure dès à présent dans la prévision de la demande le bloc de 500 MW pour l'agrandissement de l'usine Alcoa de Deschambault, compte tenu que l'octroi de ce bloc ne fait l'objet pour l'instant que d'une intention de négociation.

Réponse :

Compte tenu des intentions annoncées du gouvernement, le Distributeur juge approprié de retenir une provision pour de futurs projets industriels totalisant 500 MW. Le projet d'agrandissement d'Alcoa à Deschambault pourrait bien sûr combler cette provision.

- 7. Référence :** Pièce B-36-HQD-1, document 5, page 9.

Préambule :

Au tableau 1, on remarque que parmi les nouveaux besoins du Distributeur, se retrouvent le projet de modernisation de l'usine d'Alcoa de Baie-Comeau (incrément de 175 MW) et les développements industriels additionnels (incrément de 500 MW).

En transformant ces puissances additionnelles en énergie ferme, la Régie obtient un maximum annuel de 1,5 TWh pour l'incrément de 175 MW (soit 175 MW x 8 760 heures) et de 4,4 TWh pour l'incrément de 500 MW (soit 500 MW x 8 760 heures).

Or, dans le tableau 1, ces incréments se traduisent respectivement par une quantité d'énergie annuelle de 1,6 TWh et 4,5 TWh.

Demande :

- 7.1 Veuillez concilier les données en préambule et ajuster, le cas échéant, les tableaux et les analyses économiques de la pièce B-36-HQD-1, document 5.

Réponse :

La différence s'explique essentiellement par les pertes sur le réseau de transport (5,2 %), et dans une moindre mesure par l'application des facteurs d'utilisation associés à ces charges industrielles.

8. **Références :** (i) Pièce B-1-HQD-1, document 1, page 14;
(ii) Pièce B-36-HQD-1, document 5, page 9;
(iii) Dossier R-3649-2007, pièce B-2-HQD-3, document 1, pages 12 et 13.

Préambule :

Au tableau 2.3 de la référence (i), le Distributeur présente la prévision des ventes régulières au Québec et des besoins en énergie selon le scénario moyen.

Demandes :

- 8.1 Veuillez mettre à jour ce tableau, en fonction de l'aperçu de février 2008 utilisé dans le tableau 1 de la référence (ii), pour les scénarios moyen, fort et faible.

Réponse :

Les aperçus du Distributeur ne constituent pas un exercice exhaustif de révision de la prévision de la demande. En premier lieu, ces aperçus ne portent que sur un scénario moyen et sur un horizon de court terme, soit l'année en cours et l'année suivante. De plus, le contexte démographique, économique et énergétique entourant la prévision de la demande ne fait pas l'objet d'une révision structurelle. De fait, les aperçus n'incorporent que les changements ponctuels de certains éléments du contexte économique et énergétique.

Le Distributeur rappelle que la mise à jour des besoins présentée dans la demande amendée, qui a pris en compte l'aperçu de février, a été faite à la marge de la prévision de la

demande présentée dans le Plan d’approvisionnement 2008-2017.

Par conséquent, le Distributeur n’est pas en mesure de fournir l’information demandée sur l’horizon du Plan.

- 8.2** Sous la même forme que la réponse fournie à la question 8 de la référence (iii), veuillez produire les bilans mensuels en énergie (achats, reventes, approvisionnements additionnels requis et MW en revente nette), selon le *scénario avec Ententes* et le *scénario sans Ententes*, pour les années 2008 à 2017. Pour le *scénario avec Ententes*, veuillez faire ressortir les lignes *Énergie différée* et *Énergie retournée*.

Réponse :

Voir la réponse à la question 8.1.

- 9. Références :** (i) Pièce B-1-HQD-1, document 2, pages 234 et 235;
(ii) Pièce B-36-HQD-1, document 5, pages 9 et 11.

Préambule :

Les graphiques 5A-4 et 5A-5 de la référence (i) montrent les courbes des puissances classées du profil horaire des approvisionnements additionnels requis pour les années 2010 et 2017, en tenant compte des données disponibles au moment du dépôt du Plan.

À la page 9 de la référence (ii), le Distributeur fournit un nouveau bilan en énergie en tenant compte de nouvelles hypothèses.

À la page 11 de la référence (ii), il est mentionné que :

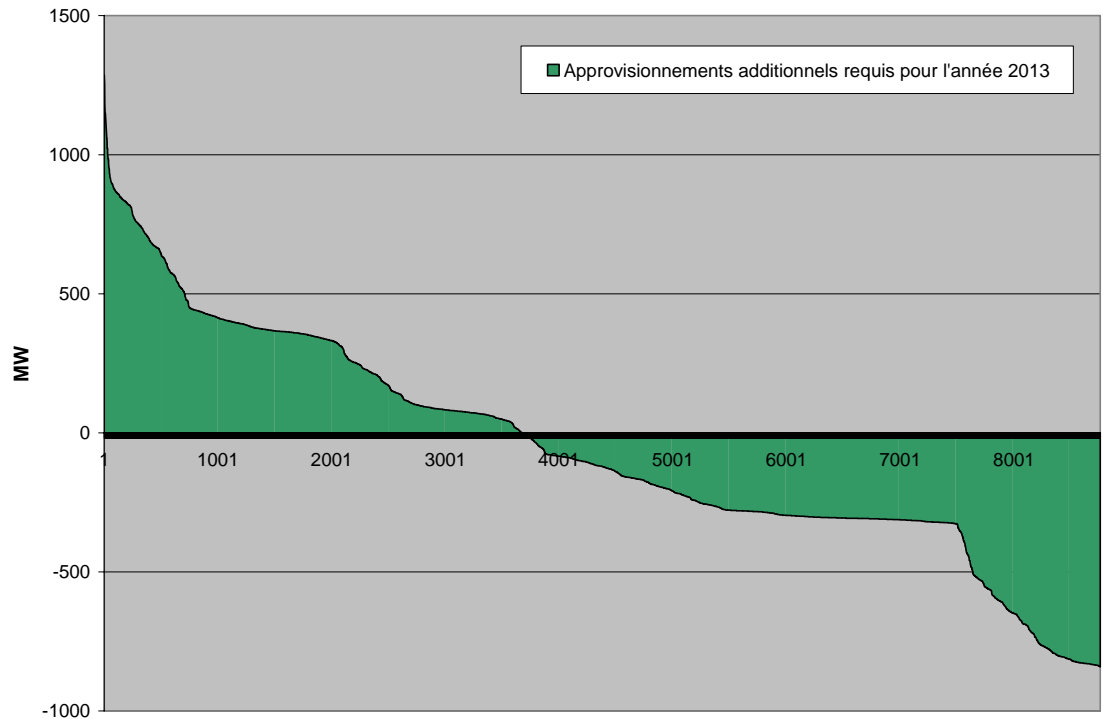
« Dans le scénario avec Ententes (énergie différée), les quantités d’énergie différée totalisent 9 TWh sur la période 2008-2011. Les retours d’énergie débuteraient en 2013 et s’échelonnent jusqu’en 2017, année où le solde des comptes des livraisons différées devient nul. »

Demandes :

- 9.1** Veuillez déposer la courbe des puissances classées du profil horaire des approvisionnements additionnels requis pour l’année 2013, en prenant les

mêmes hypothèses que celles utilisées pour établir les courbes de 2010 et 2017 de la référence (i).

Réponse :



9.2 Veuillez déposer les courbes des puissances classées du profil horaire des approvisionnements additionnels requis pour les années 2010, 2013 et 2017, en tenant compte des nouvelles hypothèses utilisées pour établir le bilan en énergie de la page 9 de la référence (ii), mais sans l'utilisation des conventions.

Réponse :

Voir la réponse à la question 8.1.

9.3 Veuillez déposer les courbes des puissances classées du profil horaire des approvisionnements additionnels requis pour les années 2010, 2013

et 2017, en tenant compte des quantités d'énergie différée et retournée selon les hypothèses de la page 11 de la référence (ii).

Réponse :

Voir la réponse à la question 8.1.

THÈME 3 – ANALYSE ÉCONOMIQUE

- 10. Références :** (i) Pièce B-36-HQD-1, document 5, page 10;
(ii) Dossier R-3550-2004, plan d'argumentation du Distributeur, 23 juin 2005, page 15;
(iii) Dossier R-3550-2004, décision D-2005-178, 5 octobre 2005, page 23.

Préambule :

Le Distributeur mentionne à la référence (i) que :

« Sur la base du nouveau bilan énergétique, et dans le contexte où le premier objectif du Distributeur est d'abord d'éviter la présence de surplus, le Distributeur a procédé à une évaluation de l'intérêt économique de conclure ces Ententes. » (notre souligné)

Dans le dossier visant l'approbation du plan d'approvisionnement 2005-2014, le Distributeur expliquait à la référence (ii) que :

« Le Distributeur est celui qui assume la sécurité d'approvisionnement de la clientèle québécoise et il favorisera toujours les approvisionnements qui lui permettront d'assurer cette sécurité au coût le plus bas. » (notre souligné)

Dans la décision D-2005-178, la Régie soulignait que *« Le Distributeur est responsable d'assurer les approvisionnements de sa clientèle, tout en recherchant le plus bas coût possible. »*

Demande :

- 10.1** Veuillez concilier l'affirmation du Distributeur provenant de la référence (i) et les citations des références (ii) et (iii). À titre illustratif, veuillez discuter du choix de différer ou non l'énergie des contrats de 250 et 350 MW dans un contexte hypothétique où la revente de cette énergie ferait en sorte de réduire les coûts d'approvisionnement du Distributeur.

Réponse :

Le Distributeur planifie ses approvisionnements de façon à atteindre un équilibre entre ceux-ci et les besoins de sa clientèle. Sa stratégie à cet effet est présentée dans les plans d'approvisionnement qu'il soumet à la Régie. Le Distributeur ne planifie pas ses approvisionnements de façon à disposer exprès de surplus. Dans son *Plan d'approvisionnement 2002-2011* et dans son *Plan d'approvisionnement 2005-2014*, tous deux approuvés par la Régie, le Distributeur avait clairement expliqué qu'il ne souhaitait pas planifier des approvisionnements supérieurs à ces besoins. Le fait pour le Distributeur de devoir revendre des surplus sur les marchés de gros doit constituer une activité exceptionnelle, visant à rétablir en temps réel l'équilibre offre/demande, lorsque les besoins se révèlent inférieurs à ce qui avait été prévu. C'est dans ce contexte opérationnel que le Distributeur avait demandé à la Régie la suspension des contrats d'approvisionnement avec Hydro-Québec Production. Cette demande avait donné lieu à la décision D-2007-13.

Il est actuellement évident que le Distributeur fait face des années de surplus importants, lesquelles seront suivies d'une période de déficit d'approvisionnement. Il est donc primordial que le Distributeur prenne les mesures de planification qui s'imposent pour rétablir l'équilibre sur l'horizon du présent plan.

Le Distributeur réitère qu'il doit assurer la sécurité des approvisionnements au coût le plus bas. À ce titre, la présente demande s'inscrit dans cet objectif en permettant d'équilibrer le bilan énergétique, tout en permettant de profiter d'approvisionnements contractés à faible coût.

11. Référence : Pièce B-36-HQD-1, document 5, pages 12 et 21.

Préambule :

Le tableau 2 de la page 12 présente les résultats de l'analyse économique. Le tableau A1 présente les prix à terme du NYISO sur le NYMEX observés sur la période du 1^{er} janvier 2008 au 29 février 2008.

Demandes :

11.1 Veuillez indiquer si l'analyse du scénario sans Ententes prend comme hypothèse que les surplus sont uniformément distribués pendant les douze mois de chaque année où il y a de la revente. Veuillez expliquer votre réponse.

Réponse :

Sauf pour l'année 2008, l'évaluation des scénarios est établie sur une base annuelle. Les surplus et les prix sont donc considérés fixes pour chacun des douze mois que comporte une année.

11.2 Veuillez fournir une analyse comparant les prix de revente et d'achat prévus par le Distributeur dans son analyse avec les prévisions de prix de l'électricité dans les marchés voisins pour la période 2008-2020 (NYISO, Ontario, NEPOOL et la prévision de prix de l'électricité de long terme de l'EIA (Energy Information Administration, www.eia.doe.gov)).

Réponse :

Le Distributeur ne dispose pas de prévisions de prix de l'électricité dans les marchés voisins pour la période 2008-2020. Quant à la prévision de prix de l'électricité de long terme de l'EIA, le Distributeur n'a trouvé que l'étude suivante sur le site de l'agence américaine :

http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/excel/aeotab_8.xls

La Régie pourra constater que les prix de l'électricité disponibles à la référence indiquée ne représentent aucunement des prix pour les marchés voisins du Québec.

12. Référence : Pièce B-36-HQD-1, document 5, page 13.

Préambule :

« Les revenus de reventes sont évalués sur la base des éléments suivants :

- prix à terme de l'électricité sur le marché de New York, à la zone A, tirés du NYMEX depuis le 1^{er} janvier 2008 jusqu'au 29 février 2008 (Annexe 1) ;*
- différentiel («basis») entre la zone A et la zone M obtenu à partir d'une évaluation historique entre les deux marchés ;*

- *pertes sur le réseau de TransÉnergie de 5,2 % ;*
- *frais de courtage et de réservation sur New York de 0,91 \$US/MWh ;*
- *ajustement à la baisse au prix de référence de 5 \$US/MWh ;*
- *aucun revenu associé à la revente de puissance ;*
- *aucune valeur monétaire à d'éventuels certificats d'énergie renouvelables (CER) ou crédits de réduction de gaz à effet de serre (GES) ;*
- *taux de change à parité entre le dollar canadien et le dollar américain. »*

Demandes :

- 12.1** Veuillez confirmer que le Distributeur a estimé les prix de vente pour la période 2008-2011 en faisant la moyenne des prix à terme quotidiens de l'électricité sur le marché de NY à la zone A pour les périodes de couverture mensuelles entre le 1^{er} janvier 2008 et le 29 février 2008. Dans la négative, veuillez expliquer en détail la méthode de calcul utilisée pour élaborer les prix de marché.

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

- 12.2** Veuillez expliquer pourquoi le prix des contrats à terme les plus récents, soit ceux du 29 février 2008, n'est pas utilisé, étant donné que ces contrats incorporent l'information la plus récente.

Réponse :

Conformément à la décision D-2007-13 dans le dossier R-3624-2007, le Distributeur a utilisé un prix moyen basé sur une longue période afin de minimiser l'impact que peut avoir tout événement conjoncturel ou fortuit, tel que les conditions climatiques.

- 12.3** Veuillez indiquer si les marchés des contrats à terme pour les périodes de couverture mensuelles des années 2010 et 2011 sont suffisamment liquides pour qu'ils puissent être utilisés pour l'analyse économique. Veuillez élaborer votre réponse.

Réponse :

Plus l'horizon de couverture s'éloigne de la période d'acquisition, moins le marché est liquide. Cependant, les prix à terme utilisés par le Distributeur représentent les meilleurs indicateurs de ce que les participants au marché sont prêts à déboursier pour des couvertures pour ces années. Par ailleurs, à ces horizons de planification, les prix à terme mensuels disponibles sur le NYMEX sont équivalents à tous les mois, ce qui témoigne d'une liquidité moindre.

12.4 Veuillez fournir la valeur du différentiel de prix entre la zone M et la zone A utilisée par le Distributeur pour faire son analyse économique.

Réponse :

Année	Différentiel A – M \$ US / MWh
2008	5,93
2009	6,16
2010	6,01
2011	6,06

Le « basis » entre deux zones est composé des pertes de transport et de la congestion du transport entre des zones. La perte en transport s'applique sur la valeur du prix à terme alors que la congestion est une valeur fixe correspondant à la différence de prix entre deux zones établie sur une base historique.

12.5 Veuillez fournir la méthodologie (type de calcul, sources des données, etc.) utilisée par le Distributeur pour calculer la valeur du différentiel de prix entre la zone M et la zone A du NYISO.

Réponse :

Voir la réponse à la question 12.4.

- 12.6** Veuillez justifier l'utilisation d'un ajustement à la baisse au prix de référence de 5 \$US/MWh, en discutant notamment des éléments suivants :
- expérience de revente des premiers appels d'offres exécutés au mois de mars et avril 2007 ;
 - possibilité pour les contreparties de participer à des appels d'offres pour l'obtention de droits de transport annuels pour 600 MW entre le Québec et le marché de la Nouvelle-Angleterre à chaque année ;
 - capacité d'exportation accrue de plus de 1 250 MW due à la nouvelle interconnexion avec l'Ontario ;
 - capacité accrue de capacité de transport entre le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Angleterre qui permet d'exporter en Nouvelle-Angleterre de l'électricité en provenance du Québec via le Nouveau-Brunswick et facteur d'utilisation historique très faible de l'interconnexion entre le Québec et le Nouveau Brunswick ;
 - fermeture de TCE en 2008 et 2009 dans les hypothèses de calcul du Distributeur. Dans le dossier R-3649-2007, le Distributeur a expliqué l'ajustement de 5 \$US/MWh par l'injection de l'énergie en provenance de TCE, soit 4,3 TWh par année.

Réponse :

Comme le Distributeur l'expliquait dans sa preuve déposée au dossier R-3649-2007, l'ajustement de 5 \$US/MWh se justifie par les résultats des derniers appels d'offres pour la revente des surplus en 2007 et par la hausse des quantités d'énergie en surplus. En fait, à la pièce HQD-2, document 2 du dossier R-3649-2007, page 17, le Distributeur présentait les écarts moyens entre le coût moyen des blocs octroyés et les prix à terme de la zone M.

Tableau R.12.6
Écarts moyens entre le coût moyen des blocs octroyés et les prix à terme à la zone M (\$US/MWh)

	Ensemble des offres	Sans les offres d'HQP
<i>Tous les A/O</i>	-1,5	-3,8
<u>Séquence 1</u>		
<i>A/O pour des ventes de 350 MW (mars 2007)</i>	-1,4	-1,4
<u>Séquence 2</u>		
<i>A/O pour les ventes de 250 MW (avril à août)</i>	-3,5	-8,0
<u>Séquence 3</u>		
<i>A/O pour des ventes (sept. et octobre)</i>	3,9	-4,9

Pour la période 2008 à 2011, le Distributeur dispose toujours de quantités importantes de surplus : le Distributeur estime ses surplus à 9 TWh. La situation est comparable à celle vécue en 2007 et qui a amenée les contreparties du Distributeur à offrir des prix inférieurs de 5 \$/MWh aux prix à terme à la zone M du marché du NYISO.

Le Distributeur ne croit pas que la capacité accrue d'exportation vers l'Ontario puisse réellement permettre d'obtenir de meilleurs prix pour la revente. D'une part, l'interconnexion ne sera disponible qu'à partir du milieu de l'année prochaine, limitant ainsi les exportations à tout le moins pour la première moitié de l'année. D'autre part, plusieurs demandes d'études d'impact sont actuellement en cours et pourraient mener à la réservation d'importantes capacités de transit additionnelles. Il ne faut pas oublier non plus que les prix ontariens sont généralement inférieurs aux prix à la zone M du marché du NYISO.

La disponibilité actuelle de transport ferme du côté américain de l'interconnexion HQT-NE ne garantit pas que les contreparties acquerront cette capacité pour participer à des appels d'offres

mensuels pour de la revente par le Distributeur. L'expérience du Distributeur lors des reventes réalisées en 2007 démontre d'ailleurs que l'accès au marché de la Nouvelle-Angleterre peut être difficile pour les contreparties. En plus, le Distributeur a constaté que les contreparties qui détenaient des droits de transport en Nouvelle-Angleterre et qui ont opté pour le point de livraison HQT-NE n'offraient généralement pas les prix les plus intéressants lors des appels d'offres pour la revente. Dans certains cas, ils n'ont pas manifesté d'intérêt pour l'énergie revendue par le Distributeur

Concernant la capacité de transfert entre le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Angleterre, le Distributeur rappelle qu'il y a des frais de transport importants à payer pour acheminer l'électricité à travers le Nouveau-Brunswick. Ces frais peuvent être de plus de 6 \$/MWh. Il y a également des pertes de 2,5 % à prendre en compte.

Finalement, le Distributeur confirme que l'analyse économique demeure robuste même si l'écart de 5 \$US/MWh n'est pas considéré. Toutefois, selon le Distributeur, cet écart est essentiel pour attribuer une juste valeur à la solution alternative qu'est la revente sur les marchés de court terme.

13. Référence : Pièce B-36-HQD-1, document 5, page 13.

Préambule :

« Pour combler les déficits d'énergie sur l'horizon 2013 à 2017, le Distributeur considère que la signature des Ententes avec le Producteur lui permet de retarder un appel d'offres de long terme. À ce titre, il retient un prix d'achat basé sur le coût évité d'un appel d'offres de long terme. La plus récente évaluation du Distributeur est basée sur le coût d'approvisionnement découlant de l'appel d'offres pour le bloc d'énergie éolienne de 990 MW (A/O 2003-02). Le prix de référence correspond donc à l'annuité croissante associée à ces contrats, soit de 83 \$/MWh en dollars de 2007, incluant la fourniture (65 \$/MWh), le transport (13 \$/MWh) et l'Entente d'intégration éolienne (5 \$/MWh). Ce coût évité de long terme est reconnu par la Régie et est utilisé dans les différents dossiers afférents au PGEÉ. »

Demandes :

- 13.1** Veuillez expliquer en quoi le coût d’approvisionnement découlant de l’appel d’offres pour le bloc d’énergie éolienne de 990 MW (A/O 2003-02) est représentatif d’un prix d’achat pour les années 2012 à 2017. Veuillez expliquer votre réponse.

Réponse :

Compte tenu des ajustements effectués aux besoins, des approvisionnements additionnels de long terme seraient requis pour la période entre 2012 et 2017.

Le Distributeur devrait donc, faute d’un compte d’énergie différée, préparer un appel d’offres de long terme pour satisfaire ces nouveaux besoins. Or, la présence d’un compte d’énergie différée permet de reporter un tel appel d’offres à une date ultérieure.

Ainsi, le meilleur signal de coût relié à des approvisionnements de long terme dont dispose le Distributeur est celui relié au résultat du dernier appel d’offres de long terme pour le bloc d’énergie éolienne de 990 MW (A/O 2003-02). Compte tenu de l’évolution du coût, de la disponibilité des équipements, et de l’évolution de la conjoncture sur le marché de l’énergie depuis la signature des contrats reliés à cet appel d’offres, ces prix apparaissent aujourd’hui comme un signal de prix conservateur.

Ce signal de coût évité de long terme utilisé par le Distributeur a à plusieurs occasions été approuvé par la Régie. La dernière décision à cet égard se rapporte au dossier R-3624-2007 (D-2008-024, p. 130.).

- 13.2** Veuillez indiquer les alternatives que le Distributeur pourrait considérer et quantifier les prix associés.

Réponse :

Le Distributeur considère qu’il n’y a pas d’autres solutions que celle qui consiste à reporter un appel d’offres de long terme, puisque les besoins à cet horizon sont récurrents et que la stratégie appropriée, approuvée par la Régie lors des plans

précédents, consiste à attribuer des contrats de long terme pour répondre à ce type de besoins.

- 13.3** Veuillez expliquer en quoi le coût de transport de 13 \$/MWh et le coût de l'Entente d'intégration éolienne de 5 \$/MWh établis dans leurs contextes propres sont représentatifs d'un prix d'achat pour les années 2012 à 2017. Veuillez expliquer votre réponse.

Réponse :

Le signal de prix global de 83 \$/MWh, incluant le transport et les coûts d'intégration de l'énergie éolienne, apparaît aujourd'hui concurrentiel par rapport aux alternatives d'approvisionnement.

Le coût direct d'achat de l'énergie éolienne de 65 \$/MWh ne peut être dissocié des coûts de transport de 13 \$/MWh et d'intégration de 5 \$/MWh qui y sont associés. Le résultat des autres appels d'offres du Distributeur conduira vraisemblablement à une mise à jour de ces coûts. Chacun des éléments qui le composent pourra être révisé sur la base de la meilleure information disponible.

- 14. Références :** (i) Pièce B-36-HQD-1, document 5, pages 14 et 15;
(ii) Pièce B-36-HQD-1, document 5, pages 10 à 14.

Préambule :

« L'équilibre énergétique a sans contredit un impact sur les résultats de l'analyse. Dans l'éventualité d'un scénario de demande nettement plus faible (changement structurel important), le Distributeur pourrait limiter le recours à son option d'énergie différée et procéder à la revente d'énergie sur les marchés de court terme de façon à s'assurer que le solde du compte d'énergie différée soit nul à l'échéance de l'Entente. Inversement, un scénario de demande plus élevé aurait pour effet d'accroître l'avantage du scénario d'énergie différée. »

Demande :

- 14.1** Veuillez produire une comparaison économique des deux scénarios (scénario avec Ententes et scénario sans Ententes), selon le scénario de demande faible et en utilisant les mêmes hypothèses que dans la comparaison économique de la référence (ii). Veuillez expliquer les résultats.

Réponse :

Un scénario de demande plus faible nécessiterait une révision des moyens à déployer pour y faire face de même que de l'évaluation économique des scénarios : avec *Ententes* et sans *Ententes*.

Par exemple, en fonction du contexte et du niveau de la prévision des besoins, le Distributeur pourrait aussi négocier des ententes avec TCE, similaires à celle conclue en 2007 pour les années 2008 et 2009, afin de suspendre les livraisons d'électricité au-delà de 2009.

- 15. Références :** (i) Pièce B-36-HQD-1, document 5, page 16 ;
(ii) Dossier R-3644-2007, pièce B-8-HQD-5, document 1, page 31.

Préambule :

À la référence (i), le Distributeur mentionne que « *Les Ententes confèrent au Distributeur la flexibilité recherchée pour faire face à des déséquilibres énergétiques, notamment en période de surplus* ».

À la référence (ii), le Distributeur présente un tableau de comparaison des revenus de la revente 2007 aux revenus découlant d'une entente de suspension et à un indicateur de marché.

Demande :

- 15.1** Afin d'évaluer la flexibilité que procure l'option de revente, veuillez mettre à jour le tableau de la référence (ii) en utilisant les données réelles pour la période de mars 2007 à décembre 2007 et en utilisant le coût de transport mensuel ferme.

Réponse :

Tel que mentionné à la section 4.3 de la pièce HQD-1, Document 5, le Distributeur réitère que les *Ententes* lui confèrent la flexibilité recherchée pour faire face à des déséquilibres énergétiques, notamment en période de surplus. C'est le cas puisque l'option peut être exercée trois fois pour une année contractuelle donnée, sans coût direct, et avec des préavis, à l'exception de la période d'hiver, de seulement un mois. Le Distributeur dispose donc de la même flexibilité que lorsqu'il

procède par appels d'offres. Par ailleurs, cette flexibilité lui permet aussi de récupérer de l'énergie à faible coût lorsqu'il en aura besoin, et d'éviter des coûts plus élevés en reportant des appels d'offres de long terme. Dans ce contexte, la présente *Entente* ne se compare pas à l'entente de suspension traitée à la référence (ii).

- 16. Références :** (i) Pièce B-36-HQD-1, document 5, pages 12 et 13;
(ii) Pièce B-1-HQD-1, document 1, page 32.

Préambule :

Dans son analyse économique de la référence (i), le Distributeur indique avoir utilisé un prix d'achat d'électricité à long terme de 83 \$/MWh en dollars de 2007, basé sur les résultats de l'appel d'offres A/O 2003-02 pour le bloc d'énergie éolienne de 990 MW. Selon le tableau 2 de la page 12, ce prix est indexé à 2 % par an pour les années 2013 à 2017.

Cette analyse économique ne prend en compte aucune valeur monétaire d'éventuels certificats d'énergie renouvelables (CER). Elle ne semble pas non plus tenir compte d'éventuelles primes versées dans le cadre du programme ÉcoÉNERGIE.

À la référence (ii), le Distributeur explique que le programme ÉcoÉNERGIE lui permettrait d'obtenir 75 % d'une prime de 1 ¢/kWh, soit 7,5 \$/MWh.

Demandes :

- 16.1** Veuillez commenter sur les quantités d'énergie de l'appel d'offres A/O 2003-02 qui seront probablement éligibles à la prime de 7,5 \$/MWh dans les conditions actuelles et sur les chances de la poursuite du programme ÉcoÉNERGIE pour les années suivantes.

Réponse :

Sur la base de l'échéancier de mise en service des parcs éoliens mis sous contrat dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2003-02 et des informations relatives à l'évolution de l'utilisation des fonds du programme ÉcoÉNERGIE, les quantités d'énergie qui pourraient être admissibles aux primes versées aux fournisseurs sont estimées par le Distributeur à environ 13 TWh sur l'horizon 2008-2017. Dans ses calculs, le Distributeur a tenu compte de la

possibilité que les fonds disponibles pour de nouveaux engagements soient épuisés au cours de l'année 2009 en attribuant aux projets dont la mise en service est prévue à cette date une probabilité moindre d'obtention de la subvention. Le Distributeur a par ailleurs considéré qu'aucun des projets mis en service après 2009 ne recevrait de prime en vertu du programme.

Le Distributeur n'est pas en mesure d'évaluer si le programme ÉcoÉNERGIE sera reconduit après l'épuisement des fonds ou s'il sera éventuellement remplacé par un autre programme du même type.

16.2 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur ne tient pas compte dans son analyse économique de la prime de 7,5 \$/MWh, du moins en partie, lorsqu'il établit le coût des approvisionnements de long terme.

Réponse :

Voir la réponse à la question 16.1.

17. Références : (i) Pièce B-36-HQD-1, document 5, pages 12 et 13;
(ii) Pièce B-14-HQD-3, document 1, pages 50 et 51;
(iii) Pièce B-1-HQD-1, document 1, page 36.

Préambule :

L'analyse économique de la référence (i) ne prend en compte aucune valeur monétaire d'éventuels CER.

À la référence (ii), le Distributeur indique qu'il évalue actuellement sa participation aux marchés des CER, que la valeur des CER se situe entre 1 et 50 \$/MWh selon les marchés et que la taille et la profondeur de ces marchés demeurent faibles.

Le tableau 5.1 de la référence (iii) indique que le Distributeur prévoit des approvisionnements d'énergie éolienne de 2,0 TWh en 2010 et de 3,1 TWh en 2011, résultant de deux appels d'offres. Les termes de ces appels d'offres prévoient que le Distributeur est propriétaire des attributs environnementaux de cette énergie.

Dans son analyse économique de la référence (i), le Distributeur prévoit revendre, selon le *scénario sans Ententes*, des quantités d'énergie de 2,9 TWh en 2010 et 2,8 TWh en 2011.

Selon le *scénario sans Ententes*, le Distributeur pourrait donc être dans la position de revendre des quantités d'énergie éolienne de 2,0 TWh en 2010 et de 2,8 TWh en 2011.

Demandes :

17.1 Veuillez indiquer si, selon le Distributeur, la taille et la profondeur des marchés de CER risquent de baisser ou d'augmenter dans les années à venir. Veuillez expliquer votre réponse.

Réponse :

Sur la base des informations disponibles auprès des États qui se sont dotés d'exigences minimales en termes de contenu d'énergie renouvelable dans le portefeuille des distributeurs d'électricité actifs sur leur territoire (RPS), il apparaît que la taille du marché des CER est faible mais en croissance. À titre d'exemple, les exigences minimales en matière de contenu renouvelable de l'état du Massachusetts passeront de 5 % à 7 % entre 2008 et 2010 pour des CER de Classe I qui inclut l'énergie de source éolienne. Cette exigence devrait atteindre 15,5 % par année en 2017. Ces chiffres laissent entrevoir une croissance significative de la demande pour de l'énergie de source renouvelable au cours des prochaines années. Il est toutefois important de garder en perspective que la taille du marché des CER dans cet État demeure assez restreinte puisque les ventes totales d'électricité au détail se sont établies à environ 56 TWh en 2006¹.

En contrepartie, il est important de considérer l'évolution de l'offre d'énergie renouvelable dans les États du Nord-Est américain qui se sont dotés de telles exigences, ainsi que dans les États voisins qui y sont interconnectés, afin de pouvoir évaluer les perspectives d'évolution des prix de marché à court et moyen terme pour les CER. Ainsi, bien que le Maine s'est doté d'exigences de contenu d'énergie renouvelable très ambitieuses

¹ Energy Information Administration, Official Energy Statistics from the US Government, Massachusetts electricity profile, 2006 edition;
http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/st_profiles/massachusetts.html

(soit 30 % en 2000), les prix pratiqués pour les CER y sont parmi les plus bas de tous les marchés réglementés de CER dans le Nord-Est américain. Cette situation s'explique principalement par le fait que l'offre d'énergie renouvelable dans cet État est globalement suffisante pour satisfaire à la demande. La situation qui prévaut au Massachussetts est différente alors que le prix des CER demeure significativement plus élevé. Jusqu'à présent, la conjoncture de marché est apparue favorable aux fournisseurs en raison du déficit de l'offre d'énergie renouvelable dans le Nord-Est américain. La croissance significative de la production d'énergie renouvelable, principalement de source éolienne, solaire et à partir de biomasse, au cours des dernières années, a permis aux fournisseurs de se positionner afin de bénéficier de cette conjoncture favorable. Cette situation s'est traduite par un accroissement notable du nombre de projets ayant obtenu leur certification dans le cadre du RPS de l'État, ce qui les rend amissibles à participer au marché des CER. À terme, cela contribuera à accroître l'offre de CER dans cet État et entraînera un effet à la baisse sur les prix.

- 17.2** Veuillez expliquer pourquoi le calcul économique de la référence (i) ne prend pas en compte une valeur économique reliée à la revente de certaines quantités de CER en 2010 et 2011, vu les quantités d'énergie éolienne dont disposera le Distributeur à ce moment là.

Réponse :

Les principaux éléments considérés par le Distributeur dans sa décision de ne pas prendre en compte cette valeur sont reliés à l'incertitude entourant l'entente d'intégration de la production éolienne qui le lie au Producteur pour les parcs éoliens du premier bloc de 1000 MW ainsi qu'au caractère aléatoire du processus de certification des projets localisés à l'extérieur des États qui se sont dotés de RPS. Compte tenu des délais impliqués dans le processus de certification des projets, l'incertitude demeure quant à la capacité du Distributeur d'obtenir une qualification à temps dans le contexte où l'équilibre énergétique évolue rapidement.