

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

PLAN D'APPROVISIONNEMENT DU RÉSEAU INTÉGRÉ

PRÉVISION DE LA DEMANDE

- 1. Références :**
- (i) Pièce B-0023, page 3;
 - (ii) Dossier R-3470-2001, pièce HQD-6, document 7, page 7;
 - (iii) Pièce B-0005, page 56.

Préambule :

(i) « Comme précisé à la pièce HQD-6, document 7, page 7 du dossier R-3470-2001 Phase II, la prévision de moyen et long termes des prix des combustibles s'appuie sur un modèle analytique d'identités comptables « judgemental » d'offre et de demande mondiale de pétrole brut et d'offre et de demande nord-américaine de gaz naturel. À court terme (moins de 2 ans), le Distributeur retient la moyenne des prix à terme du pétrole brut sur le NYMEX du dernier mois disponible au moment d'établir la prévision. Pour le prix du gaz naturel à la frontière de l'Alberta à court terme (moins de 2 ans) se référer à la réponse à l'engagement n° 3 dans le dossier R-3740-2010 ».

(ii) Le tableau « *Prévision de la demande d'électricité – Synthèse des modèles d'Hydro-Québec Distribution* » présente les modèles utilisés pour la prévision des prix des combustibles :

Prix des combustibles	Court terme	Moyen et long terme
Prix du pétrole brut	<ul style="list-style-type: none"> * Modèle analytique d'identités comptables « Judgemental » * Modèle d'équation linéaire (économétrique) * Modèle Réseaux de neurones 	* Modèle analytique d'identités comptables « Judgemental »
Prix du gaz naturel	<ul style="list-style-type: none"> * Modèle analytique d'identités comptables « Judgemental » * Modèle Réseaux de neurones 	* Modèle analytique d'identités comptables « Judgemental »

(iii) Le tableau 2A-4 présente une comparaison des prévisions des prix des combustibles.

Demandes :

- 1.1** Veuillez expliquer ce qu'est un modèle analytique d'identités comptables « Judgemental » d'offre et de demande et présenter les identités comptables utilisées par le Distributeur.

Réponse :

Un modèle analytique d'identités comptables « Judgemental » reproduit l'équilibre de l'offre et de la demande énergétique (pétrole, gaz, électricité et autres) dans les différentes régions du monde. Ce type de modèles tient compte d'une multitude de paramètres, notamment de la croissance démographique, de la croissance économique et de la structure économique propre à chaque région, des taux d'inflation, de l'évolution des coûts de production et des taux de change. Ces modèles sont très complexes et nécessitent des ressources que n'a pas le Distributeur. Pour effectuer sa prévision des prix des combustibles à moyen et à long terme, le Distributeur s'appuie donc sur les résultats des modèles analytiques développés par l'agence gouvernementale américaine « Energy Information Administration » et par la firme IHS Global Insight. Le Distributeur se positionne par rapport à ces modèles en fonction des prévisions économiques et des autres éléments d'analyse dont il dispose.

- 1.2 Veuillez expliquer en quoi le modèle analytique d'identités comptables « Judgemental » est le plus approprié au contexte du Distributeur.

Réponse :

Ce type de modèle à long terme est le plus approprié dans la mesure où ces modèles se fondent sur des facteurs structurels et sont ceux choisis par des organismes reconnus internationalement en matière de prévision de la demande énergétique et des prix des combustibles. Ils s'apparentent aux modèles technico-économiques utilisés par le Distributeur pour la prévision des ventes d'électricité par secteurs de consommation à long terme.

- 1.3 Compte tenu des différents modèles et méthodologies qu'il emploie pour différentes périodes de temps, veuillez expliquer de quelle manière le Distributeur établit un lien et assure une continuité entre les prévisions de court, moyen et long termes.

Réponse :

Le Distributeur n'utilise plus que la moyenne des prix à terme sur le NYMEX du dernier mois disponible pour sa prévision de court terme (moins de deux ans). L'utilisation des autres modèles (économétriques et réseaux de neurones) a été abandonnée en 2005 dans la mesure où les études de performance menées à l'époque ne permettaient pas de conclure à un avantage comparatif de ces modèles. La prévision à

court terme est purement conjoncturelle et l'on revient ensuite à la prévision structurelle de long terme qui découle des modèles analytiques. Au besoin, si les prix à court terme sont très bas ou très élevés en raison d'éléments purement conjoncturels (récession, problèmes géopolitiques et autres), les prix à moyen terme (trois ou quatre ans) peuvent être lissés pour rejoindre les prix prévus à long terme.

- 1.4 Veuillez élaborer sur le fait que le Distributeur considère la moyenne des prix d'un seul mois comme étant représentative des prix anticipés pour 2011 et 2012.

Réponse :

Le Distributeur tient d'abord à préciser qu'il considère la moyenne des prix à terme du dernier mois disponible (pour chacun des contrats mensuels à venir) comme représentative des prix anticipés pour 2011 et 2012 et non la moyenne des prix d'un seul mois. Par ailleurs, le Distributeur a choisi de retenir la moyenne des prix à terme sur le NYMEX du dernier mois disponible afin de capter les changements rapides de prix qui peuvent se produire à court terme. Il a préféré opter pour un mois plutôt que pour une journée ou une semaine, des événements exceptionnels pouvant provoquer des mouvements brusques, mais très éphémères, des prix des combustibles. A contrario, une période plus longue (trois ou six mois) entraîne une inertie de la prévision des prix des combustibles qui ne semble pas appropriée au contexte actuel des prix des combustibles.

- 1.5 Veuillez clarifier la méthode de prévision à court terme des prix des combustibles utilisée par le Distributeur. Est-ce la méthode explicitée à la référence (i), les modèles mentionnés à la référence (ii) ou une combinaison des deux?

Réponse :

Voir les réponses aux questions 1.3 et 1.4.

- 1.6 Veuillez commenter la justesse des prévisions à court et long termes du Distributeur présentées à la référence (iii) compte tenu du niveau actuel des prix à terme du pétrole brut.

Réponse :

La volatilité des prix des combustibles est très importante à court terme et il est fort difficile de commenter sur la justesse des prévisions à cette échéance. Entre la mi-février et la fin avril 2011, le prix du baril de pétrole brut WTI a augmenté de près de 30 \$US. Les facteurs sociopolitiques ont joué un grand rôle dans cette remontée des prix. Néanmoins, dans les derniers jours (entre fin avril et le dernier cours disponible, soit celui du 11 mai), le prix du baril de pétrole brut WTI a diminué de près de 16 \$US. Ces exemples illustrent à quel point les prix peuvent varier dans un court laps de temps. À plus long terme, il en va autrement. Les prix actuels n'influencent que très peu les prix à long terme, qui sont basés sur des facteurs structurels. Les prix actuels ne permettent donc pas de remettre en cause la justesse de la prévision à long terme.

- 2. Références :**
- (i) Pièce B-0023, pages 3 et 4, réponse 2.1;
 - (ii) Dossier R-3740-2010, pièce B-9, HQD-13, document 1, page 10.

Préambule :

(i) « La prévision de la demande au secteur résidentiel et agricole est effectuée à l'aide du modèle technico-économique REEPS (Residential End-Use Energy Planning System). Dans ce modèle, l'évolution de la demande d'électricité de plusieurs appareils, notamment les produits électroniques de consommation (téléviseurs, décodeurs, consoles de jeux vidéo, cinéma maison, lecteur DVD, etc.), est directement liée à la croissance du revenu personnel disponible. Or, la part de ces appareils dans la consommation résidentielle a augmenté significativement au cours des dernières années, amenant une hausse inattendue des ventes d'électricité. L'élasticité revenu a donc été revue à la hausse pour tenir compte de ce phénomène. Puisqu'il s'agit d'une situation propre au secteur résidentiel, l'élasticité revenu n'a pas été modifiée pour les autres secteurs de consommation. »

(ii) « Une hausse de 1 % de la croissance du revenu personnel disponible en 2010 occasionnerait, en 2011, des ventes additionnelles de 200 GWh au total pour les tarifs D et DM. »

Demande :

- 2.1** Si une hausse de 1 % de la croissance du revenu personnel disponible mène à des ventes additionnelles de 200 GWh aux tarifs résidentiels, veuillez préciser quelle part de ces 200 GWh est attribuable à la consommation d'appareils électroniques.

Réponse :

L'élasticité revenu permet d'estimer la croissance des ventes associée à une hausse du revenu des ménages. Elle ne permet toutefois pas de répartir cette croissance par usages. Néanmoins, les sondages effectués par le Distributeur indiquent une forte croissance de la diffusion des appareils électroniques (téléviseurs HD à écrans plats, ordinateurs, modems, consoles de jeux, cellulaires et autres) alors que la diffusion des électroménagers est plutôt stable et que leur consommation unitaire est en diminution. Conséquemment, le Distributeur peut supposer qu'une grande partie de la croissance des ventes d'électricité associée à une hausse du revenu des ménages provient des appareils électroniques.

STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT

- 3. Références :**
- (i) Dossier R-3740-2010, pièce B-19, HQD-13, document 1.1, page 16;
 - (ii) Pièce B-0023, pages 41 et 42;
 - (iii) Pièce B-0023, page 42;
 - (iv) Décision D-2011-028, dossier R-3740-2010, paragraphe 65.

Préambule :

(i) « Selon l'information dont dispose le Distributeur, l'évaluation du coût générique de 80 \$/kW-an [pour une nouvelle turbine à gaz dédiée à 50 % à ses besoins] est toujours valable. Ce coût pourra être réévalué avec plus de précision une fois que seront connus les résultats d'un appel d'offres en puissance que le Distributeur entend lancer au cours des prochaines années. Il pourra aussi être revu, au besoin, en fonction de l'évolution des marchés de puissance. »

(ii) « Le coût assumé pour les nouveaux approvisionnements en puissance dépendra non seulement de l'évolution des prix de puissance sur les marchés limitrophes, mais aussi des coûts pour assurer le service de transport afin d'alimenter la croissance de la charge avec des approvisionnements qui proviendraient des points d'interconnexion. En considérant ces facteurs, le Distributeur n'est pas en mesure d'estimer le prix résultant du futur appel d'offre prévu. »

(iii) « Le coût de 80 \$/kW-an, cité en référence, est un coût générique associé à de nouveaux approvisionnements en puissance. Il n'est pas exclusivement associé à une technologie de production précise et constitue un indicateur de coût de puissance à la marge. Ce coût pourra d'ailleurs être révisé au besoin après l'appel d'offres ».

(iv) « [65] Cependant, la Régie juge que le coût évité en puissance de 40 \$/kW-hiver doit être mis à jour à la suite des débats qui se tiendront sur les besoins en puissance à

long terme du Distributeur, ainsi que sur les moyens optimaux pour les combler, dans le cadre de l'examen du plan d'approvisionnement 2011-2020 du Distributeur. »

Demandes :

- 3.1** Dans le contexte énergétique actuel des marchés québécois et limitrophes, veuillez indiquer en quoi le coût générique de 80 \$/kW-an demeure pertinent pour de nouveaux approvisionnements en puissance.

Réponse :

Le coût de 80 \$/kW-an représente le coût d'un équipement générique de puissance et est à la base de l'évaluation des coûts évités par les programmes d'efficacité énergétique. Tel que mentionné en préambule, ce coût est réduit de moitié en utilisant l'hypothèse qu'une quantité de puissance installée sur un marché puisse être utilisée à 50 % pour alimenter un autre marché.

Ce raisonnement tient aussi bien pour la puissance qui serait installée sur le marché de la Nouvelle-Angleterre pour alimenter le Québec dans 50 % des cas que pour la puissance installée au Québec pour alimenter les besoins des marchés voisins dans 50 % des cas.

Les récentes évaluations disponibles concernant le coût d'un nouvel équipement de production sur les marchés limitrophes sont de l'ordre de 95 \$/kW-an. Elles sont donc plus élevées que les 80 \$/kW-an estimés par le Distributeur il y a quelques années. Voir à cet effet, l'évaluation effectuée par l'État de New York, disponible à l'adresse Internet suivante :

[http://www.nyiso.com/public/webdocs/committees/bic_icapwg/meeting_materials/2010-12-01/Demand Curve Study Report 11-15-10 Revised.pdf](http://www.nyiso.com/public/webdocs/committees/bic_icapwg/meeting_materials/2010-12-01/Demand_Curve_Study_Report_11-15-10_Revised.pdf)

Par ailleurs, l'établissement d'un indicateur de coût évité doit également prendre en considération qu'il existe actuellement des surplus de puissance dans le marché de New York, surtout en période d'hiver (à l'exception de la puissance requise pour l'alimentation de la ville de New York). Ces surplus conduisent actuellement à des prix de marché plus bas que le coût d'un nouvel équipement.

Enfin, si un appel d'offres se soldait par l'achat de puissance provenant d'un marché hors-Québec, des coûts de transport devraient être assumés, soit pour garantir la disponibilité d'un lien d'importation à partir du marché où le fournisseur est localisé, soit pour assumer les frais de sortie exigés par le transporteur sur ce même marché.

Compte tenu de la grande quantité de paramètres susceptibles d'influencer le coût de la puissance et de l'incertitude liée à la

provenance réelle de la puissance qui sera acquise, le Distributeur est d'avis que l'estimation de 80 \$/kW-an donne la référence la plus appropriée. Le Distributeur soutient que tant et aussi longtemps qu'un appel d'offres de long terme pour des produits de puissance ne se sera pas concrétisé, il sera difficile d'obtenir un indicateur de coût fiable différent de celui utilisé actuellement.

- 3.2** Veuillez élaborer sur les références pertinentes qui devraient être prises en compte pour évaluer le coût des approvisionnements en puissance de long terme (prix des marchés, coût générique d'une centrale de pointe, prix provenant d'une centrale existante, etc.).

Réponse :

Voir la réponse à la question 3.1.

- 3.3** Veuillez indiquer si, dans le contexte énergétique actuel, l'hypothèse qu'un équipement en puissance soit dédié à 50 % aux besoins du Distributeur et à 50 % aux besoins des marchés hors Québec est toujours valable. Veuillez élaborer.

Réponse :

Voir la réponse à la question 3.1.

- 4. Références :** (i) Pièce B-0004, page 32 et tableau 4.1-2 de la page 34;
(ii) Pièce B-0023, page 23.

Préambule :

(i) « Conformément aux dispositions du contrat original, les livraisons d'énergie du contrat cyclable (250 MW) seront programmées en fonction des besoins du Distributeur. Le Distributeur ne prévoit donc plus, pour le moment, différer l'énergie associée au contrat cyclable sur l'horizon du Plan ».

Selon le tableau 4.1-2 de la page 34, le Distributeur envisage de réduire son utilisation du contrat cyclable sous les 2,19 TWh représentant un facteur d'utilisation (F.U.) de 100 % de ce contrat. Le tableau suivant présente les différents facteurs d'utilisation associés aux prévisions d'utilisation du contrat cyclable :

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
F.U. de 100% (TWh)	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
Réduction de l'utilisation (TWh)	(0,7)	(1,4)	(1,5)	(1,5)	(1,2)	(1,1)	(1,4)	(1,3)	(1,3)	(1,3)
Utilisation totale (TWh)	1,5	0,8	0,7	0,7	1,0	1,1	0,8	0,9	0,9	0,9
F.U. envisagé <i>Calcul de la Régie</i>	68 %	36 %	32 %	32 %	45 %	50 %	36 %	41 %	41 %	41 %
Coûts (¢/kWh)										

(ii) Le tableau R-12.1-C présente les ajustements à la prévision de l'utilisation des conventions d'énergie différée et rappelée et fait état d'un solde nul en 2025.

Demandes :

4.1 Veuillez compléter la dernière ligne du tableau préparé par la Régie au préambule en indiquant à combien revient, en ¢/kWh, le coût total du contrat cyclable de 250 MW selon l'utilisation que le Distributeur prévoit en faire.

Réponse :

Le tableau R-4.1 reprend les données présentées en préambule. Les données des FU, légèrement différentes de celles de la Régie, correspondent aux FU qui résultent du scénario du Distributeur considérant le déploiement des moyens existants.

En réponse à la demande de la Régie, le tableau R-4.1 incorpore les coûts totaux associés aux approvisionnements provenant du contrat cyclable. Le Distributeur présente aussi le coût variable associé à l'utilisation du contrat cyclable, soit 4,1 ¢/kWh (\$ de 2007) indexés de 2 % par année. Ce coût est davantage représentatif du coût de cyclier l'énergie du contrat cyclable que ne l'est le coût total.

TABLEAU R-4.1

(TWh)	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Livraisons maximales	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
Énergie non programmée	0,7	1,4	1,5	1,5	1,2	1,1	1,4	1,3	1,3	1,3
Énergie programmée	1,5	0,8	0,7	0,7	1,0	1,1	0,8	0,8	0,9	0,9
FU	69%	37%	32%	31%	45%	51%	37%	39%	40%	40%
Coût unitaire total (¢/kWh)	6,29	8,04	8,83	9,10	7,88	7,64	8,86	8,88	8,96	9,12
Coût unitaire de l'énergie (¢/kWh)	4,44	4,53	4,62	4,71	4,80	4,90	5,00	5,10	5,20	5,30

4.2 Dans la mesure où le Distributeur prévoit une certaine marge de manœuvre dans son utilisation des conventions d'énergie différée et rappelée (référence (ii)) et considérant la possibilité d'une reprise de la demande plus forte qu'anticipée, veuillez élaborer sur la rentabilité potentielle de différer l'énergie associée au contrat cyclable, du moins à court terme.

Réponse :

Différer l'énergie du contrat cyclable lorsqu'elle n'est pas requise permet au Distributeur d'en reporter les coûts et d'éviter des achats de long terme à des prix supérieurs à ceux du contrat cyclable.

Cependant, la décision du Distributeur de cycliser, plutôt que de différer, les livraisons du contrat cyclable relève de la gestion du compte d'énergie différée et de l'obligation du Distributeur d'en ramener le solde à zéro avant la fin des conventions. La décision de cycliser les livraisons du contrat cyclable permet de conserver une marge de manœuvre qui pourrait s'avérer nécessaire dans le cas d'un scénario de demande plus faible. La planification du Distributeur est centrée et les moyens qu'il déploie doivent permettre que le solde du compte d'énergie différée soit ramené à zéro avant la fin des conventions. De plus, le Distributeur rappelle qu'il ne gère pas le compte d'énergie différée en spéculant sur l'évolution des conditions de marché.

Tel que mentionné dans le Plan à la pièce B-4-HQD-1, document 1 (lignes 19 à 23 de la page 32), en cas de réalisation d'un scénario de demande plus élevé, le Distributeur pourrait recommencer à différer les livraisons du contrat cyclable. À très court terme, le Distributeur rappelle en outre que les conventions d'énergie différée permettent, trois fois par année, de modifier le niveau des livraisons associées aux deux contrats avec le Producteur. Ces modifications, à la hausse (retour d'énergie) ou à la baisse (énergie différée), des livraisons procurent de la flexibilité au portefeuille pour assurer une meilleure adéquation des ressources à court terme.

En ce qui concerne la marge de manœuvre dans l'utilisation des conventions d'énergie différée, le Distributeur soumet qu'elle est sujette aux aléas de la demande mais qu'il ne faut pas omettre qu'elle l'est également aux aléas qui risquent d'affecter l'offre de moyens. À ce titre, le Distributeur rappelle que le Plan est basé sur les éléments suivants :

- 1) Le Producteur sera en mesure de livrer les retours d'énergie jusqu'à 800 MW malgré que seuls les premiers 400 MW sont garantis ;
- 2) Le Distributeur et TCE conviendront d'une entente concernant la modulation des livraisons de la centrale de TCE à Bécancour ;
- 3) Aucun nouvel appel d'offres ou programmes d'achat d'électricité ne serait prévu par le gouvernement du Québec.

Pour toutes ces raisons, le Distributeur considère toujours qu'il n'est pas opportun de différer l'énergie du contrat cyclable, même à court terme.

5. Référence : Pièce B-0039, page 37.

Préambule :

Concernant la stratégie alternative à l'entente globale de modulation envisagée, le Distributeur mentionne que :

« Si aucun service de modulation ou d'équilibrage ne s'avérait disponible, le distributeur serait amené à effectuer un nombre accru de transactions d'achats et de reventes. En plus, la quantité d'électricité patrimoniale inutilisée risquerait d'augmenter. Finalement, le Distributeur devrait conclure des ententes séparées pour obtenir des services complémentaires et pour acquérir de la puissance complémentaire. »

Demande :

5.1 Veuillez justifier la nécessité d'une entente globale de modulation, considérant notamment :

- la dispersion géographique des futurs parcs éoliens;
- la flexibilité des conventions d'énergie différée;
- le fait que des contrats qui seraient couverts par l'entente de modulation envisagée sont des contrats en base sans variabilité des livraisons;
- la possibilité d'obtenir des services complémentaires à part de cette entente.

Réponse :

L'entente globale de modulation permettrait d'optimiser, heure par heure, les livraisons des contrats assujettis avec les besoins à approvisionner. Elle permettrait non seulement de faire face aux variations incontrôlables et difficiles à prévoir des approvisionnements de source renouvelable, mais également de satisfaire la charge, incluant ses variations sur de courtes périodes, ses aléas saisonniers et ses erreurs de prévision, le tout dans une seule entente.

De plus, les objectifs visés par l'entente tiennent compte des modalités des approvisionnements existants. Ainsi, les bénéfices tirés de l'entente seront estimés en prenant en considération, entre autres, la dispersion des parcs éoliens. En effet, les séries historiques de production éolienne dont dispose le Distributeur permettent d'établir les productions horaires de l'ensemble des parcs éoliens, tout en prenant en considération l'effet de dispersion. Par ailleurs, les variations de la production des petites centrales hydrauliques sont estimées à l'aide des paramètres fournis par les fournisseurs retenus dans le cadre du programme d'achat d'électricité (PAE 2009-01) mis en place en juillet 2009. Dans ce dernier cas, l'entente globale de modulation permettrait au Distributeur d'atténuer l'impact de la production moins élevée en hiver que lors des autres mois de l'année.

Comme ce fut le cas lors des ententes précédentes avec le Producteur, le Distributeur cherche à obtenir plus de flexibilité de manière à éviter autant que possible l'acquisition de nouveaux approvisionnements qu'il pourrait devoir revendre par la suite. Le Distributeur a également pour objectif de réduire l'électricité patrimoniale inutilisée et d'éviter les dépassements au profil de l'électricité patrimoniale. Le Distributeur se donnerait donc davantage de flexibilité au-delà de celle apportée par la suspension des livraisons de la centrale de TCE et par les conventions d'énergie différée avec le Producteur.

Le Distributeur dispose actuellement d'une entente sur les services complémentaires (ci-après l'Entente – produite à la pièce B-5-HQD-1, document 2, annexe 3A). Cette Entente, conclue en 2005 avec le Producteur, ne vise que les livraisons associées à l'électricité patrimoniale. Depuis, le Distributeur s'est doté de moyens d'approvisionnement dont les livraisons comportent des variations horaires importantes et souvent imprévisibles qui occasionnent des dépassements du niveau de certains des services convenus lors de l'Entente de 2005. Les services affectés sont :

- Réglage de fréquence (paragraphe 3 de l'annexe A de l'Entente) ;
- Réglage de production (paragraphe 6 de l'annexe A de l'Entente) ;

- **Provisions pour écarts de prévision court terme de la demande (annexe B de l'Entente).**

S'il s'avérait impossible de conclure une entente de modulation, une autre entente contractuelle pourrait et devrait être conclue pour couvrir les dépassements par rapport aux niveaux des services complémentaires actuellement fournis.

- 6. Références :**
- (i) Pièce B-0042, page 59;
 - (ii) Pièce B-0023, page 48.

Préambule :

(i) Concernant les modalités de l'entente globale de modulation, le Distributeur mentionne que :

« Certaines limites viendraient toutefois encadrer les retraits et les ajouts au compte de modulation, notamment :

- *le plafonnement des retraits horaires;*
- *le solde du compte en fin d'année ne pourrait être négatif ni excéder une quantité à déterminer. »*

(ii) Le Distributeur indique ce qui suit dans l'éventualité où il anticiperait, en cours d'année, un solde négatif ou positif de l'entente de modulation globale :

« Dans le cas où, en début d'une année donnée, un solde négatif est anticipé, le Distributeur devrait effectivement s'assurer que le solde soit nul à la fin de l'année. Les possibilités seraient alors de réduire les retraits du compte de modulation en utilisant davantage les autres moyens à la disposition du Distributeur, notamment en augmentant les livraisons provenant du contrat cyclable avec le Producteur et en procédant à des achats sur les marchés de court terme.

[...]

Dans le cas où le Distributeur anticiperait un solde positif du compte d'énergie différée et advenant que l'entente stipulerait que le solde de fin d'année ne puisse dépasser un volume défini, alors le Distributeur pourrait soit augmenter ses quantités d'énergie différée, dans la mesure où le solde anticipé à la fin des conventions le permet, soit revendre les quantités requises afin d'éviter le dépassement du niveau cible. »

Demandes :

- 6.1** Veuillez indiquer la limite recherchée et jugée acceptable par le Distributeur d'un solde positif du compte en fin d'année.

Réponse :

Compte tenu du contexte actuel de l'équilibre offre-demande de surplus sur plusieurs années, l'objectif de l'entente globale de modulation est de faire une gestion intra-annuelle du solde du compte de modulation. Les discussions en cours au sujet de l'entente ne réfèrent plus à l'imposition d'un solde maximal de fin d'année. La totalité du solde positif résiduel serait plutôt rachetée par le Producteur, à la fin de chaque année, à des conditions qui seraient avantageuses pour le Distributeur par rapport à ce qu'il obtiendrait sur le marché. Les conditions de rachat seraient liées à un indice de marché.

- 6.2** Advenant un solde positif en fin d'année, veuillez indiquer les options recherchées par le Distributeur dans le cadre de l'entente (report du solde à l'année suivante, rachat du solde par Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le Producteur) au prix du marché, ...).

Réponse :

Voir la réponse à la question 6.1.

- 6.3** Advenant l'impossibilité de ramener un solde positif en fin d'année en-dessous de la quantité à déterminer, et ce malgré les moyens indiqués à la référence (ii) visant à réduire en cours d'année un solde anticipé positif, veuillez indiquer les options recherchées par le Distributeur dans le cadre de l'entente (report du solde excédentaire à l'année suivante, rachat du solde excédentaire par le Producteur au prix du marché, ...).

Réponse :

Voir la réponse à la question 6.1.

- 6.4** Advenant un solde négatif en fin d'année, et ce malgré les moyens indiqués à la référence (ii) visant à combler en cours d'année un solde anticipé négatif, veuillez indiquer les options recherchées par le Distributeur dans le cadre de l'entente (compensation par le Distributeur au prix du marché, clauses de pénalité des contrats, ...).

Réponse :

Le Distributeur demeurera responsable des approvisionnements requis pour éviter que le solde du compte de modulation soit négatif à la fin de l'année.

À cet effet, les moyens qui seront utilisés par le Distributeur sont en tous points similaires à ceux qu'il utilise actuellement pour éviter les dépassements au profil de l'électricité patrimoniale.

- 7. Références :**
- (i) Pièce B-0023, pages 50 et 51;
 - (ii) Décision D-2008-133, dossier R-3648-2007 Phase 2, page 42;
 - (iii) Pièce B-0039, page 37.

Préambule :

(i) En ce qui a trait aux caractéristiques de l'entente globale de modulation, le Distributeur mentionne que :

« L'obtention d'une puissance complémentaire plus élevée est une des solutions envisagées. Il est par conséquent prématuré d'en évaluer les coûts.

[...]

Le service de modulation n'inclut aucun nouvel approvisionnement en énergie. Le service consiste plutôt à moduler les approvisionnements en énergie, notamment de sources variables, en fonction des besoins réels du Distributeur. Sous réserve du résultat des négociations, le prix envisagé pour le service de modulation est donc en soi indépendant des indices de prix du marché de l'énergie. »

(ii) Dans sa décision sur le précédent plan d'approvisionnement du Distributeur, la Régie mentionnait, concernant la puissance complémentaire prévue à l'actuelle entente d'intégration éolienne, que « *La Régie conclut, sur la base des informations disponibles à ce jour, qu'une puissance uniforme garantie douze mois par année ne serait pas requise.* »

(iii) Concernant la stratégie alternative à l'entente globale de modulation envisagée, le Distributeur mentionne que :

« Si aucun service de modulation ou d'équilibrage ne s'avérait disponible, le distributeur serait amené à effectuer un nombre accru de transactions d'achats et de reventes. En plus, la quantité d'électricité patrimoniale inutilisée risquerait d'augmenter. Finalement, le Distributeur devrait conclure des ententes séparées pour obtenir des services complémentaires et pour acquérir de la puissance complémentaire. »

Demandes :

- 7.1 Le prix de la puissance complémentaire dans l'entente d'intégration éolienne actuellement en vigueur est fixé à 80 \$/kW-an indexé de 2% par année et cette puissance est payable 12 mois par an (Dossier R-3573-2005, pièce HQD-1, document 1, articles 6.2 et 7.2.). Veuillez indiquer si le Distributeur a pour objectif, dans le cadre de ses négociations avec le Producteur, de payer la nouvelle puissance complémentaire seulement pour les mois d'hiver. Si oui, veuillez élaborer. Si non, veuillez justifier.

Réponse :

Le prix de 80 \$/kW-an dans l'entente d'intégration éolienne, bien que s'appliquant sur une unité de mesure de puissance, couvrirait un ensemble de services et non seulement la fourniture de puissance complémentaire de même nature que celle fournie par le UCAP. Ainsi, l'entente d'intégration éolienne signée en 2005 permettait de gérer les variations de la production éolienne et couvrirait tous les impacts de cette production sur les services complémentaires.

Selon les discussions en cours, la puissance complémentaire envisagée serait rémunérée selon un indice de prix de marché de la puissance de type UCAP et serait fournie seulement lors des mois d'hiver.

- 7.2 Veuillez préciser s'il est envisagé que le coût de la puissance complémentaire soit basé sur le prix du UCAP (*Unforced Capacity*) pour ce type de service. Si oui, veuillez élaborer. Si non, veuillez justifier.

Réponse :

Voir la réponse à la question 7.1.

- 7.3 Veuillez indiquer les bases sur lesquelles le Distributeur s'appuiera pour juger de la rentabilité du service de modulation de l'énergie (avantages du service versus effectuer des transactions afin d'équilibrer de façon équivalente son bilan en énergie sur les marchés de court terme, le coût actuel du service d'équilibrage éolien dû aux écarts de prévision, ...).

Réponse :

Les analyses économiques que présentera le Distributeur, au soutien de la justification d'une éventuelle entente globale de modulation,

seront basées sur une comparaison des coûts d'approvisionnement avec et sans l'entente proposée.

Tel que mentionné par le Distributeur, en réponse à la question 24.3 de UC (pièce B-39-HQD-4, document 8, page 37), l'absence de service de modulation donnerait lieu à un nombre important de transactions d'achats et de reventes, ainsi qu'à une quantité élevée d'électricité patrimoniale inutilisée. Ainsi, le coût d'un scénario sans entente globale de modulation sera établi sur la base des coûts et revenus engendrés par chacun de ces éléments.

Par ailleurs, les coûts d'un scénario reflétant une situation où l'entente globale de modulation serait en vigueur, seront établis à partir des paramètres de l'entente à venir, le cas échéant.

- 7.4 Veuillez indiquer les critères en fonction desquels le Distributeur conclura l'entente globale de modulation, plutôt que de prendre les moyens alternatifs mentionnés à la référence (iii). Veuillez élaborer.

Réponse :

En plus du critère qui vise à obtenir des approvisionnements à un coût minimum, l'entente globale de modulation devra assurer des approvisionnements fiables tout en procurant un maximum de flexibilité.