

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 3 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE
AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2011-2020 (LE PLAN) D'HYDRO-QUÉBEC
DANS SES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ (LE DISTRIBUTEUR)**

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

- 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.
 - 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.
 - 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?
 - 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.
- 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.

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.
- 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.).
- 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.

- 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.
- 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.

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 ventes. 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.

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.
- 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, ...).
- 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, ...).
- 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, ...).

- 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 ventes. 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.
- 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.
- 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, ...).
- 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.

PLAN D'APPROVISIONNEMENT DES RÉSEAUX AUTONOMES

- 8. Références :**
- (i) Pièce B-0026, page 17;
 - (ii) Dossier R-3602-2006, pièce HQD-1, document 1, section 8;
 - (iii) Dossier R-3740-2010, pièce B-1, HQD-12, document 5, pages 6 et 7;
 - (iv) Dossier R-3740-2010, pièce B-1, HQD-8, document 5, page 12, tableau 7.

Préambule :

(i) « *Le contrat entre le Distributeur et NALCOR a été déposé dans le cadre du dossier R-3602-2006, Demande d'autorisation pour réaliser le projet de prise en charge de l'alimentation électrique de la région de Schefferville – Phase 1, comme pièce HQD-1, document 1.*

La section 8 du contrat, Rappel de puissance et d'énergie par N & L Hydro, décrit les droits et obligations des parties sur ces points précis. »

(iii) « *En effet, s'il advenait que l'appel en puissance de ces deux projets ne coïncide pas avec la pointe du réseau de Schefferville, NALCOR pourrait éventuellement alimenter les deux mines tout en priorisant l'alimentation de la communauté de Schefferville.* »

(iv) Le Distributeur annonce deux projets devant être autorisés d'ici 2012 pour un total de plus de 39 M\$ touchant les évacuateurs de crues de la centrale Menihek (15,6 M\$) et la ligne de transport entre cette centrale et Schefferville (23,6 \$).

TABLEAU 7
PROJETS > 10 M\$ À AUTORISER (M\$)

PROJETS	Année de base 2010	Année témoin 2011	2012	2013	2014	2015
Contrôle asservi de la tension et de la puissance réactive (CATVAR)	5,5	23,5	28,2	37,3	51,9	6,0
Travaux de raccordement du réseau de distribution						
<i>Poste Limoilou ⁽¹⁾</i>	0,4	23,0	12,7	12,9	11,2	8,4
<i>Poste St-Bruno-de-Montarville</i>	0,1	0,6	10,8	10,0		
<i>Poste Neubois</i>	3,3	4,9	6,5			
<i>Poste Charlesbourg</i>	2,6	6,0	10,2	6,0		
<i>Poste Bélanger</i>	0,4	11,2	10,4	14,5	15,2	5,0
<i>Poste Lefrançois</i>		0,6	11,2	6,8	7,6	
<i>Poste Bourassa</i>			2,6	3,9	3,2	3,9
<i>Poste Delorimier</i>			0,6	2,5	4,7	6,9
Optimisation des systèmes Clientèle (Migration majeure SIC)		47,9	2,9	1,2		
Construction de la centrale thermique - Akulivik		5,0	7,9	12,4	15,0	
Remplacement du câble de relèvement de l'Île d'Orléans		0,6	9,5			
Lecture à distance de la consommation - Déploiement			134,3	318,9	230,8	56,1
Remplacement des lignes de transport - Schefferville			7,0	9,0	7,5	0,1
Évacuateurs de crues Menihek - Schefferville			1,0	7,0	7,3	0,3
Réfection de la ligne de transport L0778 des Îles de la Madeleine			0,5	7,7	9,1	
Ajout de puissance à la centrale thermique de Cap-aux-Meules			1,3	2,3	2,8	6,6

(1) Demande du Transporteur et du Distributeur relative au poste de Limoilou (R-3736-2010).

Demandes :

- 8.1 Veuillez indiquer si NALCOR s'est déjà prévalu des dispositions de l'article 8.01 du contrat en référence (ii). Si oui, veuillez en préciser la fréquence.
- 8.2 Les dispositions de l'article 8.01 du contrat prévoient que NALCOR peut bénéficier à tout moment des surplus d'énergie de la centrale de Menihek (énergie déversée), sans toutefois aborder le partage de la puissance disponible en période de pointe. Veuillez concilier ces dispositions avec l'affirmation du Distributeur selon laquelle l'alimentation de la communauté de Schefferville pourrait être priorisée pendant les périodes de pointe en puissance du réseau de Schefferville (référence (iii)).
- 8.3 En référence à l'article 8.02 du contrat, veuillez indiquer si des discussions ont déjà eu lieu ou sont prévues entre le Distributeur et NALCOR pour l'augmentation de la capacité hydraulique à Menihek. Si oui, veuillez élaborer sur le partage de la puissance garantie.
- 8.4 Veuillez indiquer si NALCOR a déjà signifié au Distributeur son intention de se prévaloir des dispositions de l'article 8.03 du contrat. Si oui, veuillez indiquer la date à laquelle le préavis de 72 mois a été déposé. Si non, veuillez indiquer si le Distributeur a des raisons de croire que NALCOR va prochainement se prévaloir des dispositions de l'article 8.03 en raison du développement minier dans la région de Schefferville, sur le territoire du Labrador. Veuillez élaborer.

- 8.5 Considérant les dispositions de l'article 8.03, rendant possible un rappel d'une certaine quantité de puissance et d'énergie de la centrale Menihek par NALCOR, voire une résiliation complète par Hydro-Québec de l'entente relative à la centrale Menihek :
- 8.5.1. Veuillez indiquer les moyens prévus par le Distributeur pour répondre à la demande d'électricité et à sa croissance dans la région de Schefferville advenant la mise en œuvre de ces dispositions.
 - 8.5.2. En fonction de votre réponse à la question 8.5.1, veuillez préciser les moyens envisagés par le Distributeur pour répondre aux besoins de chauffage électrique des habitations existantes et futures de la région de Schefferville.