

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



A) Questions complémentaires :

Q. 1) Nous voulons connaître votre opinion sur les projets de développement solaire (thermal) et éolien, subventionnés entre autres par Google, projets visant à produire de l'énergie électrique à coût moindre que le charbon aux USA.

Références via le site de Google (<http://www.google.org/>) Grants and Investments : **RE<C**

- eSolar Inc.: \$10 million investment to support R&D on solar thermal power to produce utility-scale power cheaper than coal

Makani Power Inc.: \$10 million investment to support R&D on high-altitude wind energy extraction technologies aimed at producing utility-scale power cheaper than coal

**Réponse :**

**Il n'appartient pas au Distributeur de commenter les nombreux projets de recherche et développement soutenus par des tiers. Le Distributeur rappelle qu'il doit acquérir l'électricité nécessaire pour les besoins québécois, par appels d'offres. Toutes les technologies conformes aux exigences du Distributeur sont acceptées. Une de ces exigences étant que la technologie proposée doit avoir été éprouvée.**

B) Demande complémentaires suite aux réponses d'HQD (référence HQD-3 doc. 2)

Suite à notre demande no 48 (**page 49**)

Quel sera l'impact sur l'évolution de la demande d'électricité si le prix du baril de pétrole se maintient autour de 90\$/baril (en dollar US courant) sur tout l'horizon du plan d'approvisionnement ?

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 4.1 de la demande de renseignements n° 1 de l'UC (HQD-3, Doc. 12).**

et à votre réponse à notre demande no 10 :

pour les différents secteurs et différents cas type de clients indiquez comment évoluera la compétitivité de l'électricité relativement aux combustibles fossiles avec l'impact que cela aura sur la demande des secteurs résidentiels, institutionnels, commerciaux et industriels ?

**Réponse :**

**Compte tenu de l'évolution attendue du prix réel du gaz naturel et du prix réel du pétrole brut, le Distributeur anticipe à l'horizon 2017 du Plan une détérioration de la position concurrentielle de l'électricité.**

**L'impact de cette détérioration de la position concurrentielle de l'électricité se traduit par une consommation d'électricité aux secteurs Domestique et agricole et Général et institutionnel plus faible que dans un scénario où la position concurrentielle de l'électricité ne changerait pas.**

Q. 2 : Indiquez-nous clairement quel serait l'impact sur la compétitivité de l'électricité et sur la demande d'électricité au Québec (de 2008 à 2017) pour le secteur résidentiel et pour les autres secteurs de la demande, si le prix du baril de pétrole se maintenait de 2008 à 2017

a) au dessus de 100\$US.

b) au dessus de 125\$US.

**Réponse :**

**Dans l'éventualité où le prix du baril de pétrole se maintenait, de 2008 à 2017, au-dessus de 100 \$US ou même de 125 \$US, la position concurrentielle de l'électricité s'améliorerait et cela se traduirait par une consommation d'électricité aux secteurs Domestique et agricole et Général et institutionnel plus forte que dans le scénario moyen du présent plan d'approvisionnement, soit celui présenté aux pièces HQD-1, Document 1, et HQD-1, Document 2.**

**Pour l'hypothèse d'un prix du pétrole brut à 100 \$US, l'impact sur la demande d'électricité au secteur général et institutionnel est présentée en réponse à la question 4.1 de la demande de renseignements no 1 de UC, HQD-3, Document 12. Pour**

**L'hypothèse d'un prix du pétrole brut à 125 \$US, la consommation additionnelle par rapport au scénario moyen du plan d'approvisionnement est présentée au tableau suivant.**

**Tableau R-2  
Impact du prix du pétrole brut sur la demande au secteur Général  
et institutionnel  
En GWh**

	<b>125 \$US</b>
<b>2008</b>	8
<b>2009</b>	13
<b>2010</b>	19
<b>2011</b>	24
<b>2012</b>	30
<b>2013</b>	35
<b>2014</b>	39
<b>2015</b>	43
<b>2016</b>	47
<b>2017</b>	51

**L'impact relativement faible de ces hausses significatives de prix s'explique principalement par la faiblesse de la part de marché du chauffage au mazout dans le secteur général et institutionnel (13 % en 2008).**

**Par ailleurs, le Distributeur rappelle que le modèle technico-économique utilisé pour prévoir les ventes au secteur résidentiel ne prend pas en compte directement la sensibilité aux prix des combustibles. L'impact de l'évolution de la position concurrentielle de l'électricité par rapport aux autres énergies se reflète plutôt dans les taux de diffusion du chauffage électrique dans le nouveau marché et dans l'évolution du nombre de conversions vers le chauffage électrique dans le marché existant.**

**Le Distributeur tient à souligner que ces hypothèses de prix du pétrole ne correspondent à aucun des scénarios de prix (moyen, fort ou faible) retenus pour le Plan d'approvisionnement 2008-2017.**

En phase 1 de R-3648-07, vous indiquiez en réponse à la demande 6.2 de la Régie (HQD-4 doc. 1) qu'une réserve de 1000 MW était incluse dans le Plan original 2008-2017, dont 210 MW (2,3 TWh en 2017) était intégré dans le besoins.

D'un autre côté en réponse à notre demande de renseignement 11.a, page 12 (HQD-3 doc. 2), vous nous indiquiez

**“Conformément à la nouvelle stratégie énergétique du gouvernement du Québec, le Distributeur n'a plus l'obligation de desservir les demandes de blocs de puissance supérieurs à 50 MW. La prévision du Distributeur comprend une réserve afin de couvrir l'octroi possible d'un bloc de puissance sur l'horizon du Plan (de l'ordre de 200 MW).”**

Q. 3) Veuillez expliquer les différences dans l'évaluation des réserves intégrées dans le Plan de développement original 2008-2017 ?

**Réponse :**

**La réserve de 210 MW mentionnée dans la référence à la réponse à la question 6.2 de la demande de renseignements no 1 de la Régie (HQD-4, Document 1) équivaut à la réserve de l'ordre de 200 MW mentionnée dans la seconde référence, soit la réponse à la question 11a) de la demande de renseignements no 1 de l'ACEF (HQD-3, Document 2).**

En réponse à une question de l'ACEF lors de l'audience de la phase 1 de R-3648-07 (Notes Sténos du 1/05/08, page 61) vous nous avez indiqué refaire des prévisions de vente de court terme (pour 2 ans) pour les différents secteurs de la demande, les dernières remontant au 29 février 2008 :

Q. 4) veuillez nous fournir pour 2008 et 2009 vos prévisions économiques et énergétiques (dont les prix des combustibles) et les prévisions de demande en énergie et en puissance des différents secteurs de la demande, les plus à jour, en distinguant de plus pour le secteur industriel, les alumineries, les usines de pâtes et papier et les autres industries, de la même manière que vous l'aviez-fait en réponse à une question de la Régie (Rép. 5.3, HQD-3 doc. 1)

**Réponse :**

Le Distributeur n'a pas de révision de la prévision de la demande plus récente que la mise à jour découlant de l'aperçu de février 2008. La prochaine révision de la prévision de la demande sera déposée dans le cadre du dossier tarifaire du Distributeur.

Néanmoins, le Distributeur fournit, à titre informatif, pour 2008 et 2009, dans les tableaux suivants les prévisions économiques et énergétiques (dont les prix des combustibles) et les prévisions de demande en énergie et en puissance des différents secteurs de la demande de l'aperçu de février 2008.

**Tableau R-4a**  
**Prévisions économiques et des prix des combustibles**  
**Aperçu de février 2008**

	2008	2009
PIB du Québec (\$ de 1997), croissance en %	1,2	2,0
Mises en chantier au Québec, en milliers d'unités	43	38
Revenu personnel disponible (\$ de 2002), croissance en %	1,2	1,5
PIB manufacturier du Québec (\$1997), croissance en %	-3,0	0,0
PIB tertiaire du Québec (\$ de 1997), croissance en %	1,5	2,1
Pétrole brut WTI (\$US/baril)	91,48	87,97
Gaz naturel à la frontière de l'Alberta (\$CAN/Mpc)	6,99	7,48

**Tableau R-4b**  
**Prévision des ventes régulières au Québec et des besoins en**  
**énergie**  
**Aperçu de février 2008 (TWh)**

	2008 <sup>1</sup>	2009
Valeurs normalisées pour les conditions climatiques		
Domestique et Agricole	60,5	60,8
Général et Institutionnel	35,0	35,4
Industriel PME	8,9	8,8
Industriel Grandes entreprises	59,9	61,1
Autres	5,2	5,2
<b>VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC</b>	<b>169,7</b>	<b>171,3</b>
Pertes de distribution et de transport et autres éléments	13,0	13,0
<b>BESOINS VISÉS PAR LE PLAN - APERÇU DE FÉVRIER</b>	<b>182,7</b>	<b>184,2</b>
Impact des conditions climatiques	-0,8	
Autres ajustements à la marge de l'aperçu	0,6	
Valeurs réelles		
<b>BESOINS VISÉS PAR LE PLAN - APERÇU DE FÉVRIER AJUSTÉ</b>	<b>182,4</b>	<b>184,2</b>

<sup>1</sup> Incluant les ventes publiées de janvier 2008.

**Tableau R-4c**  
**Prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver**  
**Aperçu de février 2008 (MW)**

	2007-2008	2008-2009
<b>Besoins réguliers du Distributeur</b> <i>(Besoins visés par le Plan)</i>	s.o.	35 932

**(p. 8) Suite à votre réponse à notre question 5 “l'augmentation de l'aléa climatique sur les besoins en puissance à la pointe d'hiver découle principalement de l'ajout, à l'ancienne période de référence climatique 1971-2000, des hivers 2000-2001 à 2005-2006 (nouvelle normale climatique). En effet, les pointes résultant des conditions climatiques de ces six hivers additionnels présentent un aléa climatique nettement supérieur à celui des pointes des hivers de la période 1970-2000.”**

Q. 5) Nous désirons savoir si l'aléas climatique nettement supérieur pour les hivers 2000-2001 à 2005-2006 est atypique ou purement aléatoire, ou si les

modèles de prévision climatique prévoient une plus grande instabilité de la météo et de la température pour les années à venir ?

Référence : page 11, Tableau R-9c) Impacts de l'application de la norme Novoclimat au secteur résidentiel dans les programmes du PGEÉ

**Réponse :**

**Le Distributeur ne peut déterminer dans quelle mesure l'aléa climatique des besoins en puissance des hivers 2000-2001 à 2005-2006, nettement supérieur à celui des hivers 1970-1971 à 1999-2000, est dû à la variabilité naturelle du climat ou aux changements climatiques.**

**L'évolution de la variabilité naturelle du climat dans le contexte des changements climatiques n'a pas fait partie des sujets étudiés lors des travaux menés par le Distributeur en collaboration avec Ouranos en 2007.**

Q. 6) Pourquoi des économies dans le cadre du PGEÉ si la norme devient obligatoire ? à partir de quelle année prévoyez-vous que la norme Novoclimat deviendra obligatoire ?

**Réponse :**

**Depuis 2004, le Distributeur appuie financièrement et techniquement l'Agence de l'efficacité énergétique (AEE) pour le rehaussement des normes de construction, d'un point de vue d'efficacité énergétique, dans les marchés résidentiel et commercial et institutionnel. La Régie a reconnu ces dépenses et les économies d'énergie qui y sont associées dans sa décision D-2005-79 et, également, dans ses décisions subséquentes concernant le PGEÉ. L'AEE prévoit que ces nouvelles normes de construction seront en vigueur en 2009 et seront basées pour le marché résidentiel sur le concept Novoclimat.**

Q. 7 : (reprise de la question 15 avec précision) Le taux de réserve relié à l'approvisionnement postpatrimonial, excluant l'électricité interruptible, est-il plus élevé que le taux de réserve relié à l'approvisionnement patrimonial ? pourquoi ?

**Réponse :**

**Les taux de réserve sont tributaires des taux de panne spécifiques à chaque équipement de production et des aléas sur la demande.**

**Ainsi, compte tenu des caractéristiques des équipements utilisés et de l'aléa associé au volume d'électricité patrimoniale, la réserve associée à l'électricité patrimoniale est fixée à 3100 MW.**

**La réserve totale que doit maintenir le Distributeur doit également prendre en considération les caractéristiques des nouveaux équipements utilisés pour la fourniture de l'électricité post patrimoniale.**

En réponse à notre Q. 18.a, page 17 : le critère de fiabilité en énergie de prévoir les ressources pour couvrir un écart type de l'aléa total, est-il le même pour les autres réseaux hydroélectriques en Amérique du Nord ? sinon quel critère est appliqué ailleurs ?

**Réponse :**

**Le critère de fiabilité en énergie utilisé par le Distributeur permet de faire face à des scénarios plus forts de la demande.**

Q. 8 : Quels sont les critères de fiabilité en énergie utilisés dans les autres juridictions au Canada et aux USA ?

**Réponse :**

**En guise de réponse, le Distributeur reproduit un extrait de la section 3.3 du Plan d'approvisionnement (HQD-1, document 1).**

**« l'utilisation d'un critère de fiabilité en énergie est une particularité du parc de production québécois et est reliée à l'utilisation quasi exclusive de moyens de production hydroélectriques dont les apports énergétiques sont soumis à des aléas.**

**Dans les réseaux où une forte proportion des moyens de production fonctionne aux combustibles fossiles, cette problématique ne se présente pas. Les réseaux concernés peuvent augmenter au besoin leurs approvisionnements en combustible et produire ainsi toute l'énergie requise. Dans ce cas, la conformité au critère de fiabilité en puissance, est suffisante pour satisfaire à la fois les besoins en**

énergie et en puissance, en tenant pour acquis que l'approvisionnement en combustible est assuré. »

**Suite à votre réponse à notre question 20.d :** pourquoi au niveau du transport utilise-t-on une réserve correspondant à deux écarts types de l'aléa total, alors que pour la planification des approvisionnements on utilise un critère basé sur un écart type de l'aléa ?

**Réponse :**

**La planification du réseau de transport est en lien avec le critère de fiabilité en puissance. Ce critère couvre un aléa de la demande de deux écarts types et vise à planifier des ressources suffisantes afin que l'espérance de délestage n'excède pas une fois par dix (10) ans ou 0,1 jour par année.**

Q. 9 : Si le réseau de transport est conçu pour répondre à deux aléas de la demande en puissance pourquoi pour la planification des approvisionnements n'utilise-t-on qu'un aléa, en puissance et en énergie, d'un écart type ?

**Réponse :**

**La relation entre le critère de fiabilité en puissance et le critère de conception du réseau de transport a été expliquée en réponse à la question 20 de la demande de renseignements n° 1 de l'ACEF (HQD-3, document 2, pp. 19-20).**

**En ce qui concerne le critère de fiabilité en énergie, la couverture d'un aléa d'un écart type est associée à un recours aux marchés hors-Québec de 5 TWh. Or, cette limite de 5 TWh ne représente pas une contrainte absolue. Il est en effet possible de trouver des approvisionnements pour couvrir des besoins supérieurs à 5 TWh au-delà du scénario moyen.**

En réponse à notre question 24, vous nous indiquez que l'abaissement de tension ne comporte aucun coût :

Q. 10 : Ne faut-il pas de l'équipement supplémentaire pour pouvoir abaisser la tension et mesurer l'évolution de la tension et de la demande en temps réel ? Qu'est-ce qui précisément limite à une heure ou deux heures la persistance de l'abaissement de tension ?

**Réponse :**

L'abaissement de tension est principalement réalisé à l'aide d'équipement déjà installé. Afin d'actualiser le potentiel existant, des abaisseurs de tension doivent être ajoutés dans les postes du Transporteur. Ces activités sont réalisées dans le cadre du programme annuel de maintenance et d'amélioration. Les mesures de l'évolution de la tension sont réalisées à l'aide des capteurs existants, nécessaires au contrôle des mouvements d'énergie dont la responsabilité incombe au Transporteur.

La présence en période de pointe d'importantes charges de chauffage des locaux et de l'eau sur le réseau limite à une heure ou deux heures la persistance de l'effet de l'abaissement de tension.

À la réponse à notre question 25.a vous indiquez : **“L'éventualité que le Distributeur se retrouve, comme en 2006, avec d'importantes quantités d'électricité patrimoniale inutilisées, est maintenant plus faible. En 2006, le Distributeur avait peu de contrats dont la revente était possible. En 2008, la marge de manoeuvre du Distributeur est plus grande à cet égard.”**

Q. 11 : quels contrats vous permettent effectivement la revente ? si les deux contrats avec HQP (350 MW en base, 250 MW en cyclable) sont modifiés tels que souhaité par HQD considérez-vous que vous aurez plus de flexibilité à très court terme (horaire à mensuel) en regard de la revente et de la gestion de l'approvisionnement patrimonial ?

**Réponse :**

Toutes les quantités d'énergie reliées aux contrats d'achat d'électricité hors patrimonial peuvent être revendues. À maintes reprises, le Distributeur a indiqué qu'il cherche à se doter d'une variété d'options lui permettant d'équilibrer son bilan énergétique et de puissance. La suspension temporaire de la production de TCE et les conventions modifiant les contrats de base et cyclable signés avec le Producteur seront utilisées de concert avec les autres moyens annoncés dans le Plan d'approvisionnement (voir HQD-1, document 1, section 5.2.1) pour rétablir l'équilibre énergétique. Tous ces moyens ont pour effet de diminuer les surplus d'approvisionnement et de maximiser, par le fait même, l'utilisation de l'électricité patrimoniale.

En réponse à notre question 26, vous indiquez :

**“ À des fins de planification, le Distributeur utilise le partage de réserve comme source d’approvisionnement de court terme”**

Q. 12) Indiquez-nous avec quels réseaux voisins vous avez des ententes de partage de réserve ? quelles sont les modalités d’application liées au partage de réserve et les coûts si la réserve de d’autres réseaux est requise par HQD ?

**Réponse :**

**Compte tenu des remarques effectuées en annexe 4D du Plan d’approvisionnement, le Distributeur estime que son partage de réserve proviendrait principalement de l’état de New York. À chaque année, le Distributeur verra à garantir l’accès aux ressources requises en achetant les produits de puissance nécessaires sur les marchés de court terme. Le Distributeur souligne que certains fournisseurs de ce type de service sont situés au Québec.**

Q. 13 (reprise de la question 73) : le fait qu’HQD traite maintenant séparément les aléas hydrauliques des aléas de la demande n’entraîne t-il pas une augmentation des réserves requises ?

**Réponse :**

**La gestion de l’aléa hydraulique est prise en charge par Hydro-Québec Production. Cette gestion fait l’objet de rapports de suivi périodiques sur l’état des réserves. La quantité de réserves à maintenir a fait l’objet d’une preuve exhaustive dans le cadre des audiences relatives au Plan d’approvisionnement 2005-2014 et a fait l’objet de précisions additionnelles en annexe 3C du Plan d’approvisionnement 2008-2017.**

**Par ailleurs, l’aléa sur les besoins est sous la responsabilité du Distributeur. Dans la mesure où ce dernier n’est pas tenu de détenir une réserve d’énergie additionnelle, au-delà des besoins du scénario moyen, il est impossible de conclure que la gestion séparée des deux aléas conduit à une augmentation des réserves requises.**

À la réponse 81, vous indiquez “**Le terme « sans injection de puissance » réfère à l'interdiction pour un client auto-producteur d'injecter du courant, de l'énergie ou de la puissance active ou réactive au réseau de distribution. Ceci implique que la puissance et l'énergie produites doivent être consommées par les charges de l'installation électrique du client auto-producteur.**

Q. 14 : pourquoi avoir des exigences si cela n'affecte pas le réseau d'HQD ?

**Réponse :**

**Tout équipement de production d'électricité raccordé au réseau de distribution, avec ou sans injection de puissance, peut perturber la qualité du service électrique et affecter la sécurité du public et de nos travailleurs. Les encadrements du Distributeur définissent les exigences techniques que doivent respecter ces installations afin d'assurer la protection des personnes et des biens.**

À la réponse 85, vous écrivez “ **Les trois centrales thermiques en réserve assurent principalement la fiabilité de l'alimentation électrique des communautés en cas de panne d'un des groupes de la centrale du Lac Robertson. Elles assurent également la fiabilité en cas de pannes sur le réseau de transport.**

Q. 15 Ne pourrait-on avoir de suréquipement à la centrale du Lac Robertson ? Est-il fréquent d'avoir des centrales thermiques d'appoint pour assurer la fiabilité en cas de pannes sur le réseau de transport ?

**Réponse :**

**Il est prématuré de considérer un suréquipement de la centrale du Lac Robertson.**

**La question du maintien des centrales thermiques de la Basse-Côte-Nord a déjà été abordée (R-3610-2006) et la Régie en reconnaît l'opportunité.**

Réponse à la question 99 : la possibilité de raccordement ne devrait-elle pas être prise en compte avant d'accroître la capacité des centrales ? cela ne permettrait-il pas d'éviter des coûts qui s'avéreraient par la suite inutiles ?

**Réponse : Le raccordement est toujours envisagé avant une augmentation de puissance. À court terme, le raccordement de ces communautés n'est pas économique. À long terme, avec le besoin de nouvelles installations, le raccordement serait envisageable.**

Q. 16) Prouvez-nous que le raccordement à court terme n'est pas rentable alors que le raccordement à long terme deviendrait rentable ?

**Réponse :**

**Le raccordement devient rentable lorsqu'il est moins coûteux que la construction d'un nouvel équipement de production. Dans le cas actuel, le remplacement de l'équipement de production n'étant pas encore nécessaire, le Distributeur n'évite aucun coût à cet égard et, à court terme, le raccordement n'est donc pas rentable.**