

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION  
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1  
DU RNCREQ  
(RÉSEAU INTÉGRÉ)**



- 1. Référence :** (i) B-0004, HQD-1, document 1, page 32  
(ii) B-0004, HQD-1, document 1, page 34, tableau 4.1-2  
(iii) R-3726-2010, B-3, HQD-2, document 2, page 4

**Préambule :**

(i) *Le Distributeur ne prévoit donc plus, pour le moment, différer l'énergie associée au contrat cyclable sur l'horizon du Plan.*

Le tableau de la référence (ii) présente l'impact du déploiement des moyens de gestion existants dont la quantité d'énergie différée et rappelée selon les conventions signées avec HQP.

Il montre également une valeur de 2 TWh en 2011 correspondant à une transaction de vente avec HQP.

Le tableau de la référence (iii) présente le bilan en énergie après les amendements aux conventions. On peut constater notamment que le solde du compte est de 28,5 TWh en 2027.

**Demandes :**

- 1.1** Au tableau de la référence (ii), veuillez ajouter une ligne montrant à chaque année le solde du compte d'énergie reportée.

**Réponse :**

**TABLEAU R-1.1  
IMPACT DU DÉPLOIEMENT DES MOYENS DE GESTION EXISTANTS (EN TWH)**

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>AAR (Surplus) avant déploiement</b>	<b>(0,9)</b>	<b>(6,7)</b>	<b>(8,6)</b>	<b>(9,3)</b>	<b>(5,9)</b>	<b>(3,7)</b>	<b>(3,2)</b>	<b>(2,7)</b>	<b>(2,3)</b>	<b>(2,0)</b>
<b>- Moyens de gestion déployés</b>	<b>(1,3)</b>	<b>(6,8)</b>	<b>(7,2)</b>	<b>(7,3)</b>	<b>(6,4)</b>	<b>(6,0)</b>	<b>(2,6)</b>	<b>(2,5)</b>	<b>(2,4)</b>	<b>(2,4)</b>
• Suspension des livraisons de TCE	-	(4,3)	(4,3)	(4,3)	(4,3)	(4,3)	-	-	-	-
• Conventions d'énergie différée	1,4	(1,1)	(1,4)	(1,4)	(0,9)	(0,6)	(1,2)	(1,1)	(1,1)	(1,1)
<i>Dont énergie différée</i>	-	(1,9)	(2,2)	(2,2)	(1,8)	(1,8)	(2,0)	(2,0)	(2,0)	(2,0)
<i>Dont énergie rappelée</i>	1,4	0,8	0,7	0,8	1,0	1,2	0,9	0,9	0,9	0,9
• Transaction de vente avec HQP	(2,0)									
• Contrat cyclable (250 MW)	(0,7)	(1,4)	(1,5)	(1,5)	(1,2)	(1,1)	(1,4)	(1,3)	(1,3)	(1,3)
<b>AAR (Surplus) après déploiement des moyens existants</b>	<b>0,4</b>	<b>0,1</b>	<b>(1,4)</b>	<b>(2,0)</b>	<b>0,5</b>	<b>2,3</b>	<b>(0,6)</b>	<b>(0,2)</b>	<b>0,1</b>	<b>0,4</b>
• Achats de court terme	0,4	0,8	0,9	0,9	1,6	2,5	1,7	1,9	2,1	2,1
• Reventes	(0,0)	(0,8)	(2,3)	(2,9)	(1,0)	(0,2)	(2,3)	(2,1)	(2,0)	(1,7)
<b>Solde d'énergie différée</b>	<b>(5,6)</b>	<b>(6,8)</b>	<b>(8,2)</b>	<b>(9,6)</b>	<b>(10,5)</b>	<b>(11,1)</b>	<b>(12,3)</b>	<b>(13,4)</b>	<b>(14,5)</b>	<b>(15,5)</b>

**Le solde d'énergie différée après déploiement des moyens existants serait de 18 TWh à la fin des conventions.**

- 1.1.1. Veuillez préciser quel serait l'impact sur le solde s'il n'y avait pas de transaction avec HQP en 2011.

**Réponse :**

**Le solde d'énergie différée serait augmenté de la quantité d'énergie concernée par la transaction de vente avec le Producteur en 2011, soit d'environ 2 TWh. Le solde passerait donc de 18 TWh à environ 20 TWh à la fin des conventions.**

- 1.2 S'il y a lieu, veuillez expliquer les valeurs différentes du solde par rapport aux valeurs de la référence (iii).

**Réponse :**

**Les comparaisons entre les évaluations présentées dans le présent dossier et celles du dossier R-3726-2010 ne sont pas pertinentes. La prévision des besoins utilisée pour ces analyses n'est pas la même, ni le déploiement des moyens qui en découle.**

2. **Référence :** (i) B-0004, HQD-1, document 1, page 31, 34 et 44  
(ii) B-0004, HQD-1, document 1, page 44

**Préambule :**

La référence présente respectivement le Bilan en énergie avant déploiement des moyens de gestions existant, après le déploiement des moyens existants et avec le déploiement des nouveaux moyens de gestions.

À la ligne AAR au bas du tableau de la page 31 et de la page 34 on peut constater que les moyens existants ont un impact important sur les Approvisionnements Additionnels Requis (AAR). Par contre, une comparaison entre les valeurs de la ligne AAR au bas du tableau de la page 34 et celles au bas du tableau de la page 44 ne montre pas d'impact significatif.

**Demandes :**

2.1 Veuillez justifier le besoin de nouveaux moyens de gestion.

**Réponse :**

Le déploiement des moyens de gestion existants réduit de façon significative les AAR. Par contre, les achats en hiver et les surplus en été demeurent importants. Voir les graphiques 4.3-2A et 4.3-2B de la pièce B-4-HQD-1, document 1.

Le déploiement des nouveaux moyens, à plus long terme, permet de réduire davantage les reventes en été et les achats en hiver. En effet, après l'intégration de ces nouveaux moyens, les achats de court terme sont réduits d'environ 1 TWh par année entre 2015 et 2019. Les reventes sont quant à elles réduites de près de 2 TWh par année pour les dernières années du Plan.

Enfin, l'impact sur le bilan en puissance est important. Le déploiement des nouveaux moyens permet notamment de repousser de trois ans la tenue d'un appel d'offres pour combler les besoins en puissance, tout en réduisant l'ampleur de ces besoins.

Ces résultats justifient le besoin pour les nouveaux moyens de gestion présentés par le Distributeur.

3. **Référence :** (i) B-0005, HQD-1, document 2, Annexe 3D, page 160  
(ii) R-3689, HQD-2, document 1, page 8  
(iii) Décret 1277-2001, 24 octobre 2001, Électricité patrimoniale

**Préambule :**

À partir des informations présentées aux références (i) et (ii), le RNCREQ a préparé le tableau suivant :

	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Énergie patrimoniale inutilisée (TWh)	3	0,3	1,9	0	0	3,9
Énergie en dépassement (GWh)		45,6	95,9	192,5	85,5	
Coût de l'énergie en dépassement (M\$)		3,7	7,4	15,7	7,1	

L'annexe A de la référence (iii) présente le profil associé à l'approvisionnement patrimonial. On y retrouve une valeur fixe pour chacune des 8760 heures d'une année.

On peut constater que pour la même année il y a de l'énergie patrimoniale inutilisée et également de l'énergie en dépassement.

**Demandes :**

**3.1** Veuillez compléter le tableau pour l'année 2009.

**Réponse :**

**TABLEAU R-3.1**

	<u>2009</u>
Énergie patrimoniale inutilisée (TWh)	3,9
Énergie en dépassement (GWh)	66,2
Coût de l'énergie en dépassement (M\$)	5,6

**3.2** Veuillez présenter les valeurs de l'énergie patrimoniale inutilisée en GWh.

**Réponse :**

**TABLEAU R-3.2**

	<u>2004</u>	<u>2005</u>	<u>2006</u>	<u>2007</u>	<u>2008</u>	<u>2009</u>
Énergie patrimoniale inutilisée (GWh)	2 960	308	1 920	0	0	3 933

**3.3** Veuillez indiquer si une valeur variable autour de la valeur fixe pourrait permettre d'éliminer l'énergie inutilisée et l'énergie en dépassement. Par exemple, si la valeur fixe était remplacée par une valeur pouvant varier de 1% ou 2% autour de cette valeur fixe.

**Réponse :**

**Une répartition variable des valeurs horaires de l'électricité patrimoniale ajouterait évidemment plus de flexibilité au Distributeur pour l'utilisation de l'électricité patrimoniale. Cependant, la question**

demeure hypothétique compte tenu de la composition du bloc patrimonial définie par le décret D-1277-2011.

- 4. Références :** (i) B-0005, HQD-1, document 2, Annexe 4B, page 187  
(ii) Site internet du Transporteur, Tarifs et conditions, articles 13.6 et 14.7,  
[http://www.oatioasis.com/HQT/HQTdocs/Tarifs\\_et\\_conditions\\_2011.pdf](http://www.oatioasis.com/HQT/HQTdocs/Tarifs_et_conditions_2011.pdf)

**Préambule :**

- (i) *Par contre, selon les règles particulières appliquées par l'IESO de l'Ontario, l'énergie achetée auprès des producteurs sur le réseau ontarien peut en tout temps être rapatriée par l'IESO, afin de prioriser l'alimentation de leur charge locale (réf. 4.1, paragraphe 2.3.2.2, page 10-4).*

Le texte pertinent de IESO se présente comme suit :

*2.3.2 Energy and ancillary service transactions, including import and export transactions, using the IESO-controlled grid shall be subject to dispatch by the IESO:*

*2.3.2.1 in accordance with the procedures for dispatching generation facilities, dispatchable loads and boundary entities, based on the offers, bids and self-schedules submitted by market participants pursuant to Chapter 7 or in accordance with the terms of applicable contracted ancillary services contracts; and*

*2.3.2.2 in circumstances where the IESO determines that curtailment is necessary to protect the reliability of the IESO-controlled grid or the integrated power system or to prevent injury or damage to persons, facilities or the environment pursuant to Chapter 5.*

La référence (ii) mentionne notamment que des réductions de service seront faites si celles-ci sont nécessaires pour maintenir une exploitation fiable du réseau.

Il apparaît donc que les deux opérateurs peuvent réduire leur service de transport si cela est nécessaire pour maintenir la fiabilité de leur réseau.

**Demandes :**

- 4.1** Veuillez préciser les différences entre le texte de IESO et celui du Transporteur.

**Réponse :**

D'une façon générale, le Transporteur offre à ses clients du service point à point long terme ferme la même qualité de service que celle offerte au service pour l'alimentation de la charge locale à partir de ressources désignées. S'il survient un événement sur le réseau, le Transporteur réduit les charges transportées en respectant les pratiques de l'industrie. Dans le cas de services de même priorité, comme l'alimentation de la charge locale à partir de ressources désignées et du service point à point long terme ferme, l'article 13.6 des *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* prévoit une réduction proportionnelle.

Cette disposition n'est pas appliquée de la même manière sur le réseau ontarien. La réservation de transport ferme n'existe pas et les procédures de programmation du transport privilégient l'intégrité et la fiabilité du réseau de l'Ontario. La portée du paragraphe cité doit être analysée dans le contexte de l'ensemble des règles qui régissent le fonctionnement de l'IESO en Ontario.

- 4.2** Veuillez concilier le texte du paragraphe 2.3.2.2 avec l'affirmation du Distributeur à l'effet que *l'énergie achetée auprès des producteurs sur le réseau ontarien peut, en tout temps, être rapatriée par l'IESO, afin de prioriser l'alimentation de leur charge locale.*

**Réponse :**

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

- 5. Référence :** (i) B-0005, HQD-1, document 2, Annexe 4B, page 180 et 181  
(ii) B-0005, HQD-1, document 2, Annexe 4B, page 187

**Préambule :**

À la page 180 de la référence (i), il est indiqué une prévision de 21336 MW et 20491 MW respectivement pour la pointe d'hiver 2014-15 et 2019-20 en Ontario.

À la page 181 de la même référence, il est indiqué que la puissance disponible en Ontario pour ces mêmes pointes est de 29 064 MW et 27583 MW.

On peut donc constater qu'il y a une disponibilité de 7728 MW pour l'hiver 2014-15 et de 7092 MW pour l'hiver 2019-20.



À la référence (ii) le Distributeur mentionne : *Par contre, selon les règles particulières appliquées par l'IESO de l'Ontario, l'énergie achetée auprès des producteurs sur le réseau ontarien peut en tout temps être rapatriée par l'IESO, afin de prioriser l'alimentation de leur charge locale.*

Étant donné la capacité disponible, il apparaît improbable que l'IESO doive rapatrier de la capacité pour l'alimentation de la charge locale.

**Demandes :**

- 5.1** Veuillez indiquer si d'autres raisons peuvent justifier de ne pas reconnaître la possibilité de s'approvisionner en puissance garantie à partir de l'Ontario pour la période du Plan

**Réponse :**

**Le Distributeur souhaiterait être en mesure d'utiliser la production disponible en Ontario pour satisfaire ses besoins de puissance. Il pourrait ainsi mettre pleinement en valeur la nouvelle interconnexion en place.**

**Il doit par contre s'assurer que les approvisionnements en puissance provenant de ce marché soient aussi fiables que ceux qui proviennent du Québec ou de l'État de New York. À cet effet, outre les règles de l'IESO mentionnées en réponse à la question 4.1, il faut reconnaître qu'il n'y a pas de marché de puissance en Ontario. En plus, un grand nombre de producteurs sont liés par contrat avec l'*Ontario Power Authority* et doivent, selon les dispositions de ces contrats, offrir leur production sur le marché interne ontarien.**

**Les démarches que le Distributeur doit entreprendre avant le lancement de l'appel d'offres permettront d'évaluer la contribution potentielle des producteurs présents sur ce marché.**