

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

RÉSEAU INTÉGRÉ

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENT N° 1 DU REGROUPEMENT NATIONAL DES CONSEILS RÉGIONAUX
DE L'ENVIRONNEMENT DU QUÉBEC (« RNCREQ »)**

A. Réseau intégré

RÉFÉRENCE (i)	R-3864	HQD-1	Doc. 1	p. 17
RÉFÉRENCE (ii)	R-3864	HQD-1	Doc. 1	p. 12

Préambule :

Référence (i) :

À compter de l'année 2016, et ce, afin de tenir compte de l'état évolutif du contexte de l'équilibre offre-demande, le Distributeur propose de combler le tiers de la croissance des ventes par des interventions en économie d'énergie. Sur la base de la prévision des ventes actuelle, cela représente des économies annuelles implantées variant de 0,6 TWh à 1,0 TWh sur l'horizon du Plan.

À la référence (ii) on peut constater que l'augmentation des besoins est de 0,6 TWh entre 2016 et 2017.

Demandes :

- 1.1** Veuillez expliquer comment le Distributeur obtient les valeurs d'économie annuelles de 0,6 à 1,0 TWh.

Réponse :

Ces valeurs d'économie d'énergie sont établies à partir de l'objectif qui consiste à combler le tiers de la croissance des ventes par de nouvelles interventions en économie d'énergie sur la période 2016-2023.

RÉFÉRENCE (i)	R-3864	HQD-1	Doc. 1	p. 18
RÉFÉRENCE (ii)	R-3864	HQD-1	Doc. 1	p. 20
RÉFÉRENCE (iii)	R-3864	HQD-3	Doc. 1	p. 36-37

Préambule :

Référence (i)

Pour la biénergie résidentielle, le Distributeur poursuivra ses activités de sensibilisation pour fidéliser la clientèle au tarif DT. Cette option tarifaire permet une diminution des besoins en puissance de 640 MW à la pointe.

Référence (ii) :

Le tableau 3.1 indique une valeur de 640 MW pour la pointe 2013-2014 à l'item Biénergie résidentielle et chauffe-eau à trois éléments. La valeur de 2022-2023 est de 650 MW.

À la référence (iii), en réponse à une demande de renseignements de la Régie, le Distributeur explique la diminution de la valeur de l'impact de la bi-énergie de la façon suivante. :

Veillez élaborer sur les écarts par rapport aux valeurs annoncées dans le précédent plan d'approvisionnement, notamment la baisse de 870 MW à 640 MW, soit de 230 MW, de l'effacement de la bi-énergie résidentielle pour 2013-2014 et 2014-2015.

Réponse :

L'écart constaté entre les références (i) et (ii) s'explique par un raffinement de l'estimation de l'effacement en puissance à la pointe de la biénergie résidentielle. Il est à noter que ce raffinement affecte autant les valeurs historiques que celles prévisionnelles. L'impact de l'effacement en puissance à la pointe est désormais établi sur la base d'une comparaison entre le profil de chauffage mesuré d'un échantillon de clients représentatifs au tarif DT et celui d'un échantillon de clients comparables au tarif D. Ainsi, il ne s'agit pas d'une réduction attribuable à l'évolution du parc biénergie résidentielle.

Le RNCREQ comprend que les gains escomptés de la bi-énergie sont plus faibles que ceux qui ont été utilisés pour la fixation du tarif DT.

Demandes :

- 2.1 Veuillez indiquer si le Distributeur a réalisé une analyse de rentabilité pour déterminer si le tarif DT est toujours adéquat. Le cas échéant, veuillez déposer cette analyse.

Réponse :

Dans son analyse de rentabilité de la biénergie résidentielle et du tarif DT présentée à la section 6.2 de la pièce HQD-12, document 2 (B-0054), du dossier R-3776-2011, le Distributeur a utilisé un effacement en puissance à la pointe de 6,7 kW basé sur l'ancienne méthode d'estimation.

La nouvelle méthode d'estimation de l'effacement, qui reflète la diversité des comportements et des tailles des systèmes biénergie de l'ensemble de la clientèle au tarif DT, évalue l'effacement moyen à la pointe à 5,8 kW pour le cas type. À ce niveau d'effacement, la biénergie résidentielle demeure toujours rentable.

Il faut souligner que, pour les fins de l'analyse de rentabilité, l'utilisation de l'effacement observé dans le marché biénergie est une approche conservatrice puisqu'elle exclut les revenus supplémentaires provenant des clients qui ne s'effacent pas et qui paient une facture équivalente à celle au tarif D.

Le Distributeur considère ainsi que les résultats de la dernière analyse économique pour la biénergie et le tarif DT demeurent pertinents.

- 2.2 Sinon, veuillez indiquer si le Distributeur entend réaliser une telle analyse. Veuillez expliquer votre réponse.

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.1.

RÉFÉRENCE (i)	R-3864	HQD-1	Doc. 1	p. 27
RÉFÉRENCE (ii)	R-3864	HQD-1	Doc. 2.3	Ann. 5C p. 41

Préambule :

Le tableau 4-2 de la référence présente le bilan en énergie pour la période 2014-2023.

À la ligne « HQP-Base et cyclable », on peut constater une augmentation de la contribution en énergie à partir de l'année 2017.

La référence (ii) présente un tableau montrant l'utilisation des conventions d'énergie différée et rappelée.

Demandes :

- 3.1** Concernant le tableau de la référence (i), veuillez présenter un tableau qui couvre une période allant jusqu'à 2027 (comme pour le tableau de la de la référence (ii)).

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.1 de AHQ-ARQ à la pièce HQD-3, document 3.

- 3.2** Veuillez également présenter séparément la contribution des contrats existants et la contribution prévue des contrats à venir en précisant si cette contribution résulte d'un décret, notamment pour l'éolien et la biomasse, et le cas échéant veuillez identifier celui-ci.

Réponse :

Les approvisionnements postpatrimoniaux de long terme sous contrat sont présentés au tableau 4-1 de la pièce HQD-1, document 1 (B-0005). L'ensemble des approvisionnements éoliens, de biomasse et de petite hydraulique inclus dans le Plan découlent de décrets gouvernementaux.

- 3.3** Veuillez préciser si l'augmentation de la contribution en énergie présentée à la ligne « HQP – Base et cyclable » au tableau de la référence (i) correspond à un rappel d'énergie selon les termes des Conventions d'énergie différée et rappelée. Veuillez expliquer votre réponse.

Réponse :

La contribution énergétique présentée à la ligne « HQP - Base et cyclable » comprend l'énergie rappelée en vertu des Conventions, s'il y a lieu.

RÉFÉRENCE (i)	R-3864	HQD-1	Doc. 1	p. 26-27	
RÉFÉRENCE (ii)	R-3864	HQD-1	Doc. 2.3	Ann. 3C	p. 25
RÉFÉRENCE (iii)	R-3864	HQD-2	Doc. 2	p. 22	

Préambule :

À la page 26, le Distributeur mentionne les nouveaux blocs d'énergie éolienne annoncés par le gouvernement le 28 août 2013.

À la page 27, le Distributeur présente un bilan en énergie pour la période 2014-2013 où on retrouve une contribution globale pour la production éolienne.

À la référence (ii), Le Distributeur présente la contribution en énergie des contrats d'approvisionnement existants.

Au tableau de la référence (i), on peut constater qu'à partir de l'année 2016, la contribution des contrats de biomasse est plus élevée que celle apparaissant au tableau de la référence (ii) pour l'ensemble des contrats de biomasse (A/O2003-01, A/O 2009-01 et PAE 2011-01).

Demandes :

- 4.1 Veuillez indiquer si le bilan présenté à la page 27 de la référence inclut la contribution des nouveaux blocs d'énergie éolienne annoncés. Si oui, veuillez fournir cette contribution séparément.

Réponse :

Le Distributeur confirme qu'il inclut la contribution des nouveaux blocs d'énergie éolienne annoncés par le gouvernement (800 MW). Cette contribution est présentée au tableau R-4.1.

**TABLEAU R-4.1
CONTRIBUTION DES NOUVEAUX BLOCS D'ÉNERGIE ÉOLIENNE ANNONCÉS (800 MW)**

Année	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Énergie en TWh	0,0	0,1	1,2	1,8	1,9	2,5	2,5	2,5

- 4.2 Veuillez indiquer si cette contribution correspond aux paramètres actuels de l'Entente d'intégration éolienne concernant le retour d'énergie, soit un retour d'énergie selon un FU de 35%.

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

- 4.3 Pour la contribution des contrats de biomasse, veuillez expliquer l'augmentation de la contribution à partir de l'année 2016.

Réponse :

L'augmentation s'explique par l'intégration de nouveaux contrats dans le cadre du Programme d'achat d'électricité produite par la cogénération à la biomasse forestière (300 MW) (PAE 2011-01 - Biomasse III).

RÉFÉRENCE (i)	R-3864	HQD-1	Doc. 1	p. 28
RÉFÉRENCE (ii)	R-3864	HQD-1	Doc. 1	p. 20

Préambule :

La référence (i) présente le bilan en puissance sur la période 2014-2023 en précisant les moyens pour combler les besoins.

La référence (ii) présente la contribution des interventions en efficacité énergétique sur la réduction des besoins en puissance. On peut constater que l'impact en puissance des interventions en économie d'énergie passe de 2940 MW en 2013-2014 à 4540 MW en 2022-2023.

Demandes :

- 5.1 Veuillez préciser si l'impact en puissance des interventions en économie d'énergie est pris en considération dans le bilan en énergie. Par exemple, doit-on comprendre que sans la contribution des interventions en efficacité énergétique sur la réduction des besoins en puissance, ceux-ci seraient plus élevés de 4540 MW en 2022-2023.

Réponse :

Voir la réponse à la question 13.1 de OC à la pièce HQD-3 document 9.

Voir également la réponse à la question 1.5 de la demande de renseignements n° 2 du ROÉÉ à la pièce HQD-3, document 11.1.

RÉFÉRENCE (i)	R-3864	HQD-1	Doc. 1	p. 28
RÉFÉRENCE (ii)	R-3864	HQD-1	Doc. 1	p.29

Préambule :

La référence (i) présente le bilan en puissance sur la période 2014-2023 en précisant les moyens pour combler les besoins.

La référence (ii) mentionne :

Le Distributeur considère que, mises en commun, les ressources des fournisseurs situés dans la zone d'équilibrage du Transporteur sont susceptibles d'assurer une portion de ses besoins d'approvisionnements de court terme en puissance.

Demandes :

6.1 Veuillez quantifier la portion des besoins en puissance qui est susceptible d'être comblée par des ressources situées dans la zone d'équilibrage du Transporteur.

Réponse :

Le Distributeur n'est pas en mesure de répondre à cette demande.

Voir également la réponse à la question 3.4 de la FCEI à la pièce HQD-3, document 7.

6.2 Veuillez identifier cette contribution dans le tableau de la référence (i).

Réponse :

Voir la réponse à la question 6.1.

RÉFÉRENCE (i) | R-3864 | HQD-1 | Doc. 1 p. 29

Préambule :

La référence mentionne :

Les approvisionnements en puissance sur les marchés de court terme ont l'avantage d'être flexibles et de pouvoir être engagés dans un court délai avant le début de l'hiver, réduisant ainsi le risque d'acheter des quantités trop élevées. Le Distributeur s'assurera néanmoins de réaliser ses achats sur les marchés de court terme avec un délai suffisamment long (pouvant aller d'un an à trois ans) afin de permettre au marché de garantir la disponibilité des ressources requises, particulièrement lorsque les besoins de puissance additionnelle atteindront des niveaux importants. De ce fait, le Distributeur évaluera la possibilité de procéder à un appel d'offres dès 2014 afin de couvrir une portion des besoins de puissance de l'hiver 2016-2017.

Selon la compréhension du RNCREQ, d'une part, le Distributeur mentionne les avantages du marché de court terme, soit notamment de pouvoir être engagés dans un court délai avant le début de l'hiver, et d'autre part, il indique qu'il entend évaluer la possibilité de procéder à un appel d'offres dès 2014 afin de couvrir une portion des besoins de puissance de l'hiver 2016-2017

Demandes :

7.1 Veuillez concilier les deux informations.

Réponse :

La contribution des marchés de court terme prévue au bilan en puissance du Distributeur, présenté au tableau 4-3 de la pièce HQD-1, document 1 (B-0005), atteint des niveaux importants à partir de l'hiver 2016-2017. Afin de s'assurer de la disponibilité des ressources nécessaires pour combler ces besoins, le Distributeur prévoit réaliser une portion des achats sur les marchés de court terme avec un délai de un à trois ans à l'avance, alors que l'autre portion pourra être réalisée avec un délai plus court, procurant la flexibilité énoncée au préambule.

RÉFÉRENCE (i) | R-3864 | HQD-1 | Doc. 1 p. 29

Préambule :

La référence mentionne :

Par ailleurs, et afin de s'assurer que le potentiel d'achat de puissance sur les marchés de court terme demeure accessible, le Distributeur intensifiera ses démarches en vue d'accroître le nombre de fournisseurs susceptibles de disposer de ressources suffisantes et desquels il sera en mesure d'acquérir de la puissance.

Demandes :

8.1 Veuillez préciser ce que vous entendez par intensifier les démarches en vue d'accroître le nombre de fournisseurs susceptibles de disposer de ressources suffisantes. Veuillez préciser si le Distributeur vise un marché en particulier.

Réponse :

Voir la réponse à la question 21.1 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-3, document 1.1.

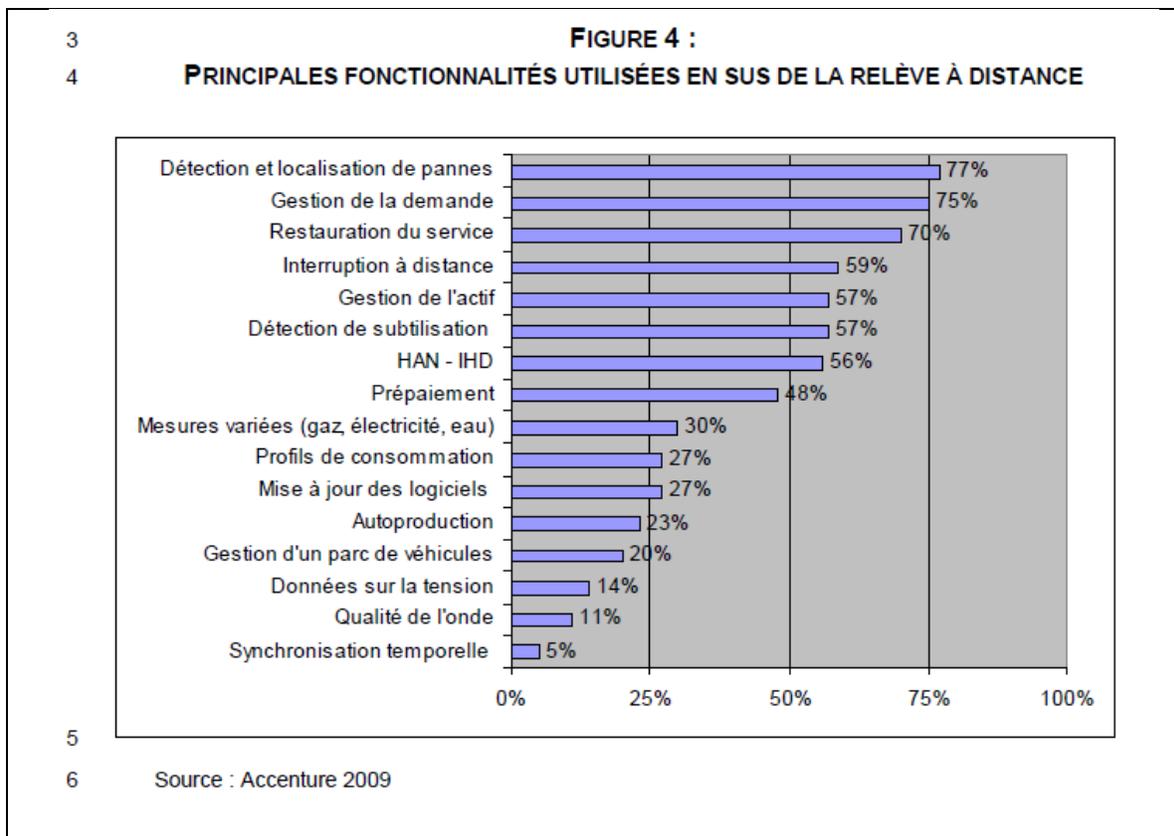
B. Compteurs intelligents

RÉFÉRENCE 1 :	R-3770	HQD-1	Doc. 1	p. 17	
RÉFÉRENCE 2 :	R-3770	HQD-1	Doc. 3.1	p. 24-25	
RÉFÉRENCE 3 :	R-3770	HQD-4	Doc. 2	p. 12	R. 9a
RÉFÉRENCE 4 :	R-3770	HQD-4	Doc. 2	p. 4	R. 1a

RÉFÉRENCE 5 :	Site Landis+Gyr	http://www.landisgyr.com/landisgyr-releases-next-generation-ecometer-in-home-energy-monitor/ (non datée)
---------------	-----------------	---

Citation 1 (réf. 1) :

Dans un premier temps, le Distributeur se limite à mettre en place les TI de l'IMA, à automatiser le processus de relèvement et à effectuer l'interruption et la remise en service. Toutefois, à terme, le Distributeur souhaite se diriger vers un réseau intelligent de type « *Smart Grid* ». Conséquemment, le Distributeur a exigé de ses fournisseurs de compteurs de nouvelle génération que leur technologie permette l'implantation de nouvelles fonctionnalités. La figure 4 présente les principales fonctionnalités des réseaux IMA, autres que la relève à distance, utilisées par des entreprises de distribution d'électricité¹.



Chaque nouvelle fonctionnalité qui répond à un besoin réel du Distributeur ou de ses clients fera l'objet d'un examen spécifique dans lequel les bénéfices et les coûts d'implantation seront analysés. Une demande d'autorisation distincte, lorsque requise, sera présentée à la Régie.

¹ NDLR : HAN – IHD signifie « *home-area network – in-home display* ».

Citation 2 (réf. 2) :

4.3.5. Évolutivité

Tout d'abord, rappelons une nouvelle fois que les systèmes IMA sont avant tout des dispositifs de mesure et que l'ajout de fonctionnalités avancées doit se faire au cas par cas, sur la base d'une analyse d'opportunité positive. ...

Par ailleurs, Hydro-Québec Distribution a souhaité, à travers ses choix technologiques, garder toutes les portes ouvertes afin de développer ultérieurement d'autres fonctionnalités avancées. Par exemple, dans l'appel de propositions visant l'achat des compteurs et de la télécommunication NAN, Hydro-Québec Distribution avait identifié des besoins futurs devant être couverts par la solution IMA. Citons notamment le requis d'inclure la carte ZigBee dans les compteurs afin de permettre, si besoin, des fonctionnalités de type HAN (« Home Area Network ») ainsi que la capacité à mettre à jour à distance (en diffusion simultanée) des composantes spécifiques des compteurs.

Citation 3 (réf. 3) :

Demande :

Veillez indiquer comment la carte Zigbee communique-t-elle avec les équipements du logement ? S'agit-il d'un échantillonnage (fréquence et durée) ou une connexion active permanente ?

Réponse :

La carte Zigbee n'étant pas activée dans le cadre de la phase 1 du projet LAD, la demande dépasse le cadre du présent dossier. Voir par ailleurs la réponse à la question 1 a).

Citation 4 (réf. 4) :

...

Le réseau intelligent mis en place par le Distributeur ainsi que l'installation des compteurs de nouvelle génération permettront l'implantation de chacune des fonctionnalités aux conditions suivantes :

- La mise en place de la fonctionnalité doit correspondre à un besoin des clients ou du Distributeur ;
- Une analyse des coûts et des bénéfices devra être effectuée et démontrer que la mise en place de la fonctionnalité génère des gains pour les clients ou pour le Distributeur.

Ces nouvelles fonctionnalités n'ayant pas fait l'objet d'analyses approfondies, le Distributeur ne peut fournir plus d'informations sur les coûts qui seront liés à leur mise en application. Il n'est pas non plus en mesure d'indiquer lesquelles seront développées et selon quel échéancier de réalisation.

Dans la phase 1 du projet LAD, le Distributeur a choisi de limiter le périmètre du projet à la mise en place des TI de l'IMA, au remplacement des compteurs de nouvelle génération, à l'automatisation de la relève et à l'interruption et la remise en service à distance notamment des clients en recouvrement.

Citation 5 (réf. 5):

Landis+Gyr releases next generation ecoMeter in-home energy monitor

Designed for convenient placement anywhere in the home, the ecoMeter uses short-range radio signals to communicate with qualified advanced meters using the ZigBee® Smart Energy Profile. In addition to current energy consumption, the monitor stores and reports historical energy use, cost of power – including up to four time-of-use cost tiers – and uses color coded alerts when energy use goes above average (or “normal”) consumption.

“In-home energy monitors, like our ecoMeter products, allow utilities to engage consumers and give them an active role in energy management and demand response,” said Shelley Moister, Product Manager at Landis+Gyr. “The P250, using the Smart Energy Profile to communicate with the smart meter, provides standards-based compatibility with Gridstream advanced metering solutions.”

The P250 is compatible with smart energy profile 1.0 compliant meters and will initially be available to utilities using Landis+Gyr’s advanced E330 (FOCUS AX) and E350 (FOCUS AX SD) meters that are ZigBee-enabled. The communication link between the meter and ecoMeter is established using a unique and secure access code for each display, providing the privacy protection that is important to both the utility and their customers.

In trials conducted at utilities in Australia as well as similar studies in California and other parts of the United States, consumers with ready access to information about energy usage were far more likely to use energy more efficiently. In some cases, peak pricing and time-of-use rates have shown the ability to reduce load as much as direct load control programs. In addition to the ecoMeter P250, Landis+Gyr continues to work with manufacturers of home area network devices to establish the broadest compatibility and product choice for its personal energy management solutions.

Préambule :

La Citation 3 indique que la carte Zigbee n'est pas activée dans la phase I du Projet LAD.

Demandes

- 9.1 Est-ce que le Distributeur prévoit d'activer la carte Zigbee dans les compteurs de nouvelle génération? Le cas échéant, veuillez fournir des précisions sur les plans d'activation envisagés

Réponse :

La demande dépasse le périmètre fixé par la Régie aux paragraphes 16 de sa décision D-2013-183, et 34 de sa décision D-2014-017.

- 9.2 Est-ce qu'un consommateur peut activer la carte Zigbee dans son compteur sans l'intervention du Distributeur?

Réponse :

La demande dépasse le périmètre fixé par la Régie aux paragraphes 16 de sa décision D-2013-183, et 34 de sa décision D-2014-017.

- 9.3 Est-ce que le Distributeur activera la carte Zigbee d'un consommateur sur demande? Sinon, pourquoi pas?

Réponse :

La demande dépasse le périmètre fixé par la Régie aux paragraphes 16 de sa décision D-2013-183, et 34 de sa décision D-2014-017.

- 9.4 Est-ce possible pour un consommateur d'acheter et installer un IHD (*in-home display*) pour utilisation avec les compteurs de nouvelle génération sans l'activation de la carte Zigbee?

Réponse :

La demande dépasse le périmètre fixé par la Régie aux paragraphes 16 de sa décision D-2013-183, et 34 de sa décision D-2014-017.

- 9.5 Est-ce possible pour un consommateur d'acheter et installer un *in-home display* qui fonctionne avec les anciens compteurs électromagnétiques du Distributeur?

Réponse :

La demande dépasse le périmètre fixé par la Régie aux paragraphes 16 de sa décision D-2013-183, et 34 de sa décision D-2014-017.

Préambule :

La Citation 4 indique que, au moment de l'étude du dossier R-3770-2010, le Distributeur n'avait pas encore étudié les coûts de l'implantation de différentes fonctionnalités avancées.

Demandes

- 9.6 Est-ce que le Distributeur connaît maintenant les coûts qu'impliquerait l'activation des cartes Zigbee, pour un consommateur en particulier ou pour l'ensemble des consommateurs?

Réponse :

La demande dépasse le périmètre fixé par la Régie aux paragraphes 16 de sa décision D-2013-183, et 34 de sa décision D-2014-017.

- 9.7 Le cas échéant, veuillez préciser ces coûts.

Réponse :

La demande dépasse le périmètre fixé par la Régie aux paragraphes 16 de sa décision D-2013-183, et 34 de sa décision D-2014-017.

Préambule :

Selon la Citation 5, Landis + Gyr produit un moniteur qui fait appel à la carte Zigbee de ses compteurs.

Demandes

9.8 Est-ce que le Distributeur a sollicité et obtenu des informations quant aux coûts de ses moniteurs pour sa clientèle? Le cas échéant, veuillez préciser ces coûts.

Réponse :

La demande dépasse le périmètre fixé par la Régie aux paragraphes 16 de sa décision D-2013-183, et 34 de sa décision D-2014-017.

9.9 Est-ce que le Distributeur maintient une veille sur les autres produits disponibles sur le marché qui peuvent être utilisés en conjonction avec la carte Zigbee incluse dans ses compteurs « de nouvelle génération »?

Réponse :

La demande dépasse le périmètre fixé par la Régie aux paragraphes 16 de sa décision D-2013-183, et 34 de sa décision D-2014-017.

9.10 Le cas échéant, veuillez produire un document qui fait état de cette veille.

Réponse :

La demande dépasse le périmètre fixé par la Régie aux paragraphes 16 de sa décision D-2013-183, et 34 de sa décision D-2014-017.

C. Mesurage net

RÉFÉRENCE: | **État d'avancement 2012** | p. 19-20

Préambule :

Entre le Plan d'approvisionnements 2011-2020 et l'État d'avancement 2012, le nombre d'abonnements au programme de mesurage net s'est accru de 17 à 24, et la puissance installée de 59,7 à 100 kW, soit une augmentation de 40 %.

Demandes

10.1 Quelles sont les raisons qui ont mené à une augmentation de plus de 40% dans le nombre d'abonnements et la puissance installée du programme de mesurage net entre 2010 et 2012?

Réponse :

Tel que mentionné à la page 20 de l'État d'avancement 2012 du Plan d'approvisionnement 2011-2020 cité en préambule, l'augmentation du nombre d'abonnements à l'option de mesurage net s'explique en partie par le démarchage intensif de certains équipementiers. Les principaux motifs d'adhésion évoqués par les clients demeurent toutefois la protection de l'environnement, la réduction de la consommation d'électricité provenant du réseau du Distributeur et l'aspect novateur des technologies d'autoproduction.

10.2 Veuillez déposer la production d'électricité annuelle associée à la puissance installée inscrite au programme de mesurage net pour toutes les années depuis celle du déploiement du programme jusqu'à 2013 inclusivement.

Réponse :

Le Distributeur mesure l'électricité qu'il livre au client et l'électricité injectée dans son réseau par le client. Il ne dispose pas des données relatives à la production d'électricité annuelle totale des autoproducteurs puisque ces derniers n'injectent pas nécessairement la totalité de leur production dans son réseau.

Par ailleurs, compte tenu que la facturation de l'option de mesurage net est faite manuellement, le Distributeur n'est pas en mesure de présenter l'information sur l'électricité injectée dans son réseau pour la période demandée au prix d'efforts raisonnables.

10.3 Veuillez déposer les coûts associés à la gestion du programme de mesurage net pour toutes les années depuis celle du déploiement du programme jusqu'à 2013 inclusivement

Réponse :

Le Distributeur ne dispose pas de cette information. La gestion de l'option de mesurage net, qui regroupe essentiellement les activités mesurage, facturation et service à la clientèle, fait partie des activités de base du Distributeur.

Préambule :

Le Tableau 3.1 de l'État d'avancement indique le nombre d'abonnements et les kW installés pour chaque source d'énergie utilisée dans le programme de mesurage net, en date du 31 juillet 2012.

Demandes

10.4 Veuillez mettre à jour le Tableau 3.1 de l'État d'avancement 2012 en y ajoutant une colonne indiquant, en MWh, la production d'énergie constatée.

Réponse :

Voir la réponse à la question 10.2.

La mise à jour du tableau 3.1 de l'État d'avancement 2012 est présentée au tableau R-10.4.

**TABLEAU R-10.4
ABONNEMENTS À L'OPTION DE MESURAGE NET AU 2 AVRIL 2014**

Source d'énergie utilisée	Nombre d'abonnements	kW installés
Solaire	50	281
Éolienne	15	213
Hybride (solaire/éolien)	4	18
Total	69	512

10.5 Est-ce que le Distributeur a préparé, fait préparer ou consulté des analyses de la rentabilité des différentes sources d'énergie de la perspective d'un consommateur qui songe à s'abonner au programme de mesurage net?

Réponse :

Le Distributeur n'a pas préparé, fait préparer ou consulté de telles analyses. Toutefois, tel qu'indiqué dans le cadre du dossier R-3551-2004, compte tenu que le coût de revient de l'autoproduction est supérieur aux tarifs du Distributeur, l'intérêt des clients pour l'autoproduction avec mesurage net n'est pas, a priori, d'ordre économique.

10.5.1 Si oui, veuillez présenter les résultats de ces analyses, en indiquant l'évolution de la rentabilité des différentes technologies sur les derniers cinq (5) ans.

Réponse :

Sans objet.

10.5.2 Sinon, veuillez expliquer pourquoi.

Réponse :

Voir la réponse à la question 10.5.

Citation 1 :

L'année 2012 est marquée par un volume élevé de demandes d'adhésion de sorte que le nombre total d'abonnements à l'option de mesurage net devrait s'élever à près de 45 au 31 décembre 2012. La proportion de l'énergie éolienne comme source d'énergie d'autoproduction pour les demandes en cours d'analyse s'élève présentement à plus de 70 %. Cela s'explique par le démarchage intensif des distributeurs de ce type d'équipements en milieu agricole.

10.6 Est-ce que la prévision mentionnée dans le Citation 1, à l'effet que le nombre total d'abonnements devait presque doubler dans la deuxième moitié de 2012 (de 24 à 45) s'est avérée correcte?

Réponse :

Le nombre d'abonnements à l'option de mesurage net s'élevait à 36 au 31 décembre 2012, ce qui représente une hausse de 50 % par rapport au nombre d'abonnements en vigueur au 31 juillet 2012 présenté à la page 19 de l'État d'avancement 2012 du Plan d'approvisionnement 2011-2020.

10.7 Est-ce que le nombre de demandes demeure toujours élevé?

Réponse :

Le nombre d'abonnements facturés à l'option de mesurage net s'élevait à 69 au 2 avril 2014. Le Distributeur considère néanmoins que ce nombre demeure marginal.

10.8 Veuillez indiquer le nombre de demandes d'adhésion en traitement en ce moment et la puissance installée, pour chaque source d'énergie.

Réponse :

Dix-huit demandes d'adhésion étaient en cours d'analyse au 2 avril 2014, dont neuf de source solaire (101 kW) et neuf de source éolienne (185 kW).

10.9 Veuillez présenter une prévision du nombre d'abonnements, de la puissance installée et de la production annuelle anticipée pour chaque source d'énergie, pour chaque année du Plan d'approvisionnement.

Réponse :

Le Distributeur n'effectue pas de prévision du nombre d'abonnements à l'option de mesurage net qui, il faut le souligner, demeure actuellement marginal tel qu'indiqué en réponse à la question 10.7.

Préambule :

Lors du dossier R-3551-04 sur l'autoproduction, il a été jugé prématuré de traiter de la question de la micro production.

Demandes

10.10 Est-ce que le Distributeur considère qu'il est toujours prématuré de discuter la question de la micro production au Québec?

Réponse :

Tel que mentionné à la question 10.5, le coût de revient de l'autoproduction est supérieur aux tarifs du Distributeur. Conséquemment, le potentiel de la micro production demeure marginal.

10.10.1 Si oui, en quel moment considère-t-il qu'un tel débat serait opportun?

Réponse :

Sans objet.

D. PTÉ de la Gestion de la demande en puissance

RÉFÉRENCE 1:	État d'avancement 2012	PTÉ de Gestion de la demande en puissance (le « PTÉ de GDP »)
RÉFÉRENCE 2:	R-3864, HQD-1, doc. 1	p. 19

Préambule :

Aux tableaux 4 et 5 (pages 9 et 11, respectivement) le PTÉ de GDP indique les mesures incluses au PTÉ pour le secteur résidentiel et CI, respectivement, avec le coût unitaire et le potentiel pour chacune. Les mesures industrielles sont indiquées en Annexe. Pour les secteurs industriels, le potentiel est indiqué aux Tableaux 4 et 5 (pages 12-13) en fonction du nombre d'heures d'interruption.

Toutefois, le document ne comporte aucun sommaire indiquant le potentiel total pour chacun des secteurs.

Demandes

11.1 Veuillez présenter des tableaux indiquant le potentiel technico-économique de gestion de la demande de puissance pour chacun des secteurs.

Réponse :

Les mesures de GDP ne sont pas nécessairement additives en raison de possibles problèmes liés à la reprise de charge. Par conséquent, le Distributeur ne peut fournir l'information demandée.

Pour plus d'explications, voir la section 2.2.2 du document Potentiel technico-économique de gestion de la demande en puissance, déposé en liasse dans l'État d'avancement 2012.

Préambule :

Selon nos calculs, le PTE identifié dans ce document est de l'ordre de 3 740 MW pour le secteur résidentiel et de 6 580 MW pour le secteur CI.

Selon la Référence 2, le Distributeur compte sur l'ajout de 50 MW par année à partir de 2016-17.

Demandes

11.2 Veuillez confirmer, infirmer ou corriger les estimations présentées en préambule.

Réponse :

Voir la réponse à la question 11.1.

11.3 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur ne se considère pas en mesure de réaliser des gains plus importants en gestion de la demande en puissance, étant donné l'ampleur du potentiel.

Réponse :

Voir la réponse à la question 11.1.

Par ailleurs, le PTE ne tient pas compte des contraintes de nature commerciale ou financière.

E. Ventes des crédits d'énergie renouvelable

RÉFÉRENCE 1:

R-3864

HQD-1

p. 39

Citation :

Au moment du dépôt du Plan d'approvisionnement 2011-2020, le Distributeur mentionnait que la vente d'attributs environnementaux sur les marchés réglementaires américains ne constituait pas une option réaliste et intéressante. Le Distributeur maintient cette position et ne participera pas à ces marchés. D'une part, tel que précisé dans le Plan d'approvisionnement 2011-2020, ceux-ci visent avant tout le développement local de nouveaux projets d'énergie renouvelable. D'autre part, pour vendre des certificats d'énergie renouvelable, des livraisons d'énergie doivent être effectuées sur les marchés visés, notamment ceux de la Nouvelle-Angleterre. Or, le Distributeur ne prévoit pas revendre d'énergie sur les marchés voisins dans les prochaines années.

Demandes

12.1 Est-ce que la société Hydro-Québec prévoit vendre de l'énergie sur les marchés voisins dans les prochaines années?

Réponse :

Voir la réponse à la question 8.1 de l'AQCIE-CIFQ à la pièce HQD-3, document 4.

12.2 Est-ce que le Distributeur a obtenu un avis juridique afin de savoir si, en ce qui concerne l'achat de certificats d'énergie renouvelable, notamment en Nouvelle-Angleterre, HQD et HQP seraient traités comme deux entités distinctes ou plutôt comme faisant partie d'une seule entité, la société Hydro-Québec?

Réponse :

Le Distributeur ne dispose pas d'un tel avis juridique.

12.2.1 Le cas échéant, veuillez déposer l'avis juridique.

Réponse :

Sans objet.

12.2.2 Si le Distributeur refuse de déposer l'avis juridique, veuillez présenter un résumé de ses conclusions.

Réponse :

Sans objet.

12.3 Est-ce que le Distributeur a tenu des discussions avec Hydro-Québec Production considérant la possibilité de lui vendre les attributs environnementaux provenant de différents contrats d'approvisionnement du Distributeur, afin de les revendre dans les marchés où HQP fait des ventes d'énergie?

Réponse :

Le Distributeur n'a pas eu de discussion avec le Producteur au sujet de la vente de ses attributs environnementaux. Par ailleurs, le Distributeur rappelle que les marchés réglementaires mis en place visent à favoriser le développement local de projets d'énergie renouvelable.

12.3.1 Le cas échéant, veuillez :

12.3.1.1 décrire la teneur et les résultats de ces discussions,

Réponse :

Sans objet.

12.3.1.2 indiquer les dates auxquelles elles ont eu lieu, et

Réponse :

Sans objet.

12.3.1.3 fournir copie de toute correspondance par lettre, courriel ou échange de documents qui s'y rapportent.

Réponse :

Sans objet.

12.3.1.4 Si de telles discussions n'ont pas eu lieu, veuillez expliquer pourquoi le Distributeur n'a pas cru bon d'explorer ces possibilités.

Réponse :

Voir la réponse à la question 12.3.

12.4 Est-ce que, selon le Distributeur, l'énergie éolienne qui fait l'objet de ses contrats d'approvisionnement est aujourd'hui consommée au Québec?

Réponse :

Les approvisionnements du Distributeur visent à alimenter la charge québécoise.

12.4.1 Est-ce que, selon le Distributeur, une partie du bloc patrimoniale non livré par Hydro-Québec Production peut être assimilé à un volume correspondant de stocks énergétiques accumulés dans les réservoirs d'Hydro-Québec production directement associés à la production d'énergie éolienne consommée par le marché intérieur du Québec? Veuillez justifier la réponse.

Réponse :

L'électricité patrimoniale inutilisée est de l'électricité non livrée par le Producteur au Distributeur. La gestion que fait le Producteur de ses réservoirs ne concerne pas le Distributeur.

Préambule :

Généralement, lorsque l'énergie d'une source renouvelable est vendue à un consommateur, si ses attributs environnementaux n'ont pas été enlevés préalablement, ces attributs sont retirés (*retired*) et ne peuvent donc être vendus à un tiers, parce qu'ils sont réputés d'avoir été consommés aussi.

12.5 Est-ce que le Distributeur partage la compréhension du marché des attributs environnementaux exprimé en préambule? Sinon, veuillez le préciser.

Réponse :

Le Distributeur comprend que les attributs environnementaux ne peuvent être comptés en double et que si ceux-ci sont séparés du produit (par exemple, pour la vente de certificats d'énergie renouvelable), l'énergie n'est plus considérée comme étant renouvelable.

Suivant l'évolution de ses démarches en vue de participer aux marchés volontaires des certificats d'énergie renouvelable, le Distributeur s'assurera du respect des modalités contractuelles et des exigences relatives à la certification des parcs éoliens sous contrat.

12.6 Selon le Distributeur, quels changements contractuels ou réglementaires seraient requis afin d'éviter que les attributs environnementaux reliés à ses contrats d'approvisionnement éoliens ne soient pas jugés retirés (« *retired* ») au moment de la consommation de cette énergie au Québec?

Réponse :

Voir la réponse à la question 12.5.

12.6.1 Est-ce que le Distributeur est ouvert à ce type de changement?

Réponse :

Voir la réponse à la question 12.5.

Citation 2 :

Néanmoins, le Distributeur considère que les marchés volontaires de transactions de certificats d'énergie renouvelable (CER) constituent une avenue qui pourrait lui permettre de commercialiser les attributs environnementaux de ses parcs éoliens. Ces marchés permettent à des entreprises, des gouvernements et des consommateurs de soutenir, sur une base volontaire, la production d'énergie renouvelable en achetant des CER pour l'équivalent de la totalité ou d'une portion de leur consommation d'électricité. Au Canada par exemple, le programme Écologo procède à la certification de divers produits, dont des centrales de production d'électricité. L'énergie produite par ces centrales et livrée sur un réseau de transport permet la vente de certificats d'énergie renouvelable sur ce même réseau.

Le Distributeur entreprendra des démarches afin de participer aux marchés volontaires, notamment en visant la certification de ses parcs éoliens par le programme Écologo. Les marchés volontaires au Québec, accessibles au Distributeur, pourraient permettre de valoriser les attributs environnementaux des parcs éoliens, sans toutefois impliquer de nouvelles transactions sur les marchés.

Demandes

12.7 Le Distributeur est-il d'avis que des ventes de CER sur les marchés volontaires seraient possibles sans changements contractuels ou réglementaires préservant les attributs environnementaux pour l'énergie éolienne consommée par la charge locale (abordés à la question précédente)?

Réponse :

Voir la réponse à la question 12.5.

12.7.1 Le cas échéant, veuillez expliquer pourquoi.

Réponse :

Voir la réponse à la question 12.5.

F. Revente

RÉFÉRENCE (i)	R-3823	HQT-9	Doc. 1	p. 18
RÉFÉRENCE (ii)	R-3823	HQT-12	Doc. 2	p. 7

Préambule :

La référence (i) présente la capacité de transfert des interconnexions en mode livraison.

La référence (ii), identifie les réservations confirmées pour l'année 2014.

Compte tenu des valeurs de ces deux références, le RNCREQ présente le tableau suivant montrant la disponibilité de transfert en mode exportation.

		Capacité	réservations 2014		Disponibilité
		en livraison	HQP	Autres	
		MW	MW	MW	MW
Ontario	HQT-ON	1250	1250		0
New York	HQT- MASS	1800	1200	250,8	349,2
Nouvelle-Angleterre	HQT-NE	2000	1200	257,45	542,55
Nouveau-Brunswick	HQT-NB	1029			1029
					1920,75

Le tableau montre qu'il y a une capacité de transfert disponible vers le marché de New York, le marché de la Nouvelle-Angleterre et le marché du Nouveau-Brunswick

Demandes :

13.1 Veuillez indiquer si le Distributeur a vérifié la capacité de transfert disponible en mode exportation.

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

13.2 Le cas échéant, veuillez indiquer si les capacités obtenues sont les même que celles montrées au tableau présenté en préambule et le cas échéant veuillez présenter et expliquer les différences.

Réponse :

Les capacités disponibles ont été modifiées depuis le dépôt du dossier du Transporteur à la Régie à la suite de nouvelles réservations effectuées par des utilisateurs du réseau de transport. Ces données sont publiques et disponibles sur le site OASIS dont, notamment, les quantités disponibles sur l'interconnexion NB-HQT qui sont à zéro.

Le site OASIS est accessible à l'adresse suivante :

<http://www.oasis.oati.com/>

13.3 Sinon, veuillez fournir les raisons qui justifient de ne pas avoir procédé à cette évaluation.

Réponse :

Sans objet.

RÉFÉRENCE (i) | R-3814 | HQD-13 | Doc. 1 p. 61

Préambule :

La référence présente le tableau R-23.2-D montrant le calcul du prix de revente en 2013.

Demandes :

14.1 Veuillez fournir un tableau semblable pour les années 2014 et 2015, pour le marché de New York, le marché de la Nouvelle-Angleterre et le marché du Nouveau-Brunswick.

Réponse :

Voir les réponses aux questions 11.1 de la demande de renseignements n°1 de la Régie à la pièce HQD-3, document 1 (B-0021) et 24.1 de la demande de renseignements n°2 de la Régie à la pièce HQD-3, document 1.1.

RÉFÉRENCE (i) | R-3864 | HQD-1 | Doc. 1 p. 31

Préambule :

La référence mentionne :
Compte tenu qu'une part importante des approvisionnements ne peut être réduite, le Distributeur compte principalement sur la flexibilité des livraisons d'électricité patrimoniale afin de gérer des scénarios de demande plus faible.

Demandes :

15.1 Veuillez justifier que la possibilité de revente sur les marchés de court terme ne soit pas considérée

Réponse :

Voir les réponses aux questions 11.1 de la demande de renseignements n°1 de la Régie à la pièce HQD-3, document 1 (B-0021) et 24.1 de la demande de renseignements n°2 de la Régie à la pièce HQD-3, document 1.1.

RÉFÉRENCE (i) | R-3864 | HQD-1 | Doc. 1 p. 32

Préambule :

À la référence, le Distributeur examine les risques liés aux fluctuations des prix de l'électricité. Son examen porte sur ses approvisionnements.

Demandes :

16.1 Veuillez indiquer l'impact d'une augmentation du prix de l'électricité résultant soit du prix sur les marchés limitrophes soit du taux de change, sur les possibilités de revente sur les marchés de court terme.

Réponse :

Voir les réponses aux questions 11.1 de la demande de renseignements n°1 de la Régie à la pièce HQD-3, document 1 (B-0021) et 24.1 de la demande de renseignements n°2 de la Régie à la pièce HQD-3, document 1.1.

RÉFÉRENCE 1:	R-3864	HQD-3	Doc. 1	p. 47	R. 11.1
RÉFÉRENCE 2:	R-3864	HQD-1	Doc. 2.3	p. 37	Tableau 4B-1

Citation :

Enfin, le Distributeur rappelle que, compte tenu des volumes d'énergie en surplus et des conditions de marché qui prévalent toujours, le scénario de revente demeure théorique. Par conséquent, la revente d'énergie sur les marchés de court terme n'est pas envisagée par le Distributeur afin de disposer des surplus.

Par conséquent, le Distributeur comptera principalement sur la flexibilité des livraisons de l'électricité patrimoniale pour assurer l'équilibre offre-demande.

Préambule :

Selon la Référence 2, le prix de l'énergie patrimoniale varie de 26,15\$ le MWh en 2014 à 31,25\$ en 2013.

Les prix horaires sur trois marchés avoisinants (New York, Nouvelle-Angleterre et Ontario) sont disponibles sur les sites des ISO concernés.

Demandes

17.1 Pour chacun des trois marchés mentionnés en préambule, veuillez préciser les coûts et frais qui doivent être déduits du prix de marché, y compris les frais de transport, dans le cas d'une vente d'énergie court terme (non ferme) d'Hydro-Québec.

Réponse :

Voir les réponses aux questions 11.1 de la demande de renseignements n°1 de la Régie à la pièce HQD-3, document 1 (B-0021) et 24.1 de la demande de renseignements n°2 de la Régie à la pièce HQD-3, document 1.1.

17.2 En tenant compte de ces frais, veuillez indiquer, pour chacun des marchés avoisinants, le prix de marché auquel les revenus nets de vente seraient plus élevés que le coût de l'énergie patrimoniale.

Réponse :

Voir les réponses aux questions 11.1 de la demande de renseignements n°1 de la Régie à la pièce HQD-3, document 1 (B-0021) et 24.1 de la demande de renseignements n°2 de la Régie à la pièce HQD-3, document 1.1.

Préambule :

Lorsque, pour une heure donnée, un détenteur d'une réservation ferme de transport ne l'utilise pas à 100%, la capacité non utilisée est offerte sur OASIS comme capacité non ferme.

Demandes

17.3 Veuillez confirmer, infirmer ou préciser l'affirmation faite en préambule.

Réponse :

Le Distributeur le confirme et précise que cette capacité est rendue disponible seulement trois heures avant le début du service.

17.4 Est-ce que, dans sa gestion quotidienne, le Distributeur veille sur la disponibilité de transport non ferme sur les interconnexions?

Réponse :

Le Distributeur veille à la disponibilité du transport dans sa planification opérationnelle.

Voir également la réponse à la question 17.5.

17.4.1 Sinon, veuillez expliquer pourquoi.

Réponse :

Sans objet.

17.4.2 Veuillez fournir la disponibilité de transport non ferme sur les marchés Day-Ahead et en temps réel sur chacune des interconnexions, pour chacune des heures de 2013.

Réponse :

Cette information est publique et disponible sur le site OASIS accessible à l'adresse suivante :

<http://www.oasis.oati.com/>

17.5 Est-ce que le Distributeur peut affirmer, selon les données réelles de 2013, qu'il n'existait aucune heure où le prix de l'un ou l'autre des trois marchés mentionnés en préambule, net des frais mentionnés en réponse à la question 17.1, aurait été plus élevé que le coût de l'énergie patrimoniale ?

Réponse :

Le Distributeur ne peut affirmer qu'il n'existe aucune heure où les prix de marché ont été supérieurs au prix de l'électricité patrimoniale en 2013. Cependant, le Distributeur précise que de tels prix ne sont pas survenus sur des périodes continues ou qui correspondaient aux besoins du Distributeur.

Voir également les réponses à la question 11.1 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-3, document 1 (B-0005) et à la question 24.1 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-3, document 1.1.

- 17.6** Pour les années à venir, veuillez préciser l'approche préconisée par le Distributeur afin d'identifier le nombre d'heures où il serait rentable de vendre, ou d'acheter, sur les marchés avoisinants.

Réponse :

Voir la réponse à la question 24.1 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-3, document 1.1.

Préambule :

Lors des audiences devant la Nova Scotia Utilities and Review Board concernant la Maritime Link entre Terre Neuve et la Nouvelle-Écosse, la possibilité d'acheter de l'énergie d'Hydro-Québec afin de réduire la dépendance de Nova Scotia Power au charbon a été souvent discutée.

Demandes

- 17.7** Est-ce que le Distributeur a eu des contacts avec Nova Scotia Power ou avec d'autres acheteurs potentiels dans les provinces maritimes afin d'explorer la possibilité d'une vente bilatérale de son énergie excédentaire?

Réponse :

Le Distributeur n'est pas au fait des discussions ayant eu lieu devant la Nova Scotia Utilities and Review Board. Toutefois, le Distributeur est en contact régulier avec l'ensemble de ses contreparties.

17.7.1 Le cas échéant, veuillez décrire ses contacts et l'état des discussions.

Réponse :

Voir la réponse à la question 17.7.

17.7.2 Sinon, veuillez expliquer pourquoi le Distributeur n'a pas cru bon d'étudier cette option.

Réponse :

Sans objet.