

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.

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

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)).
- 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.

- 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.

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.

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

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.

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

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.

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.

B. Compteurs intelligents

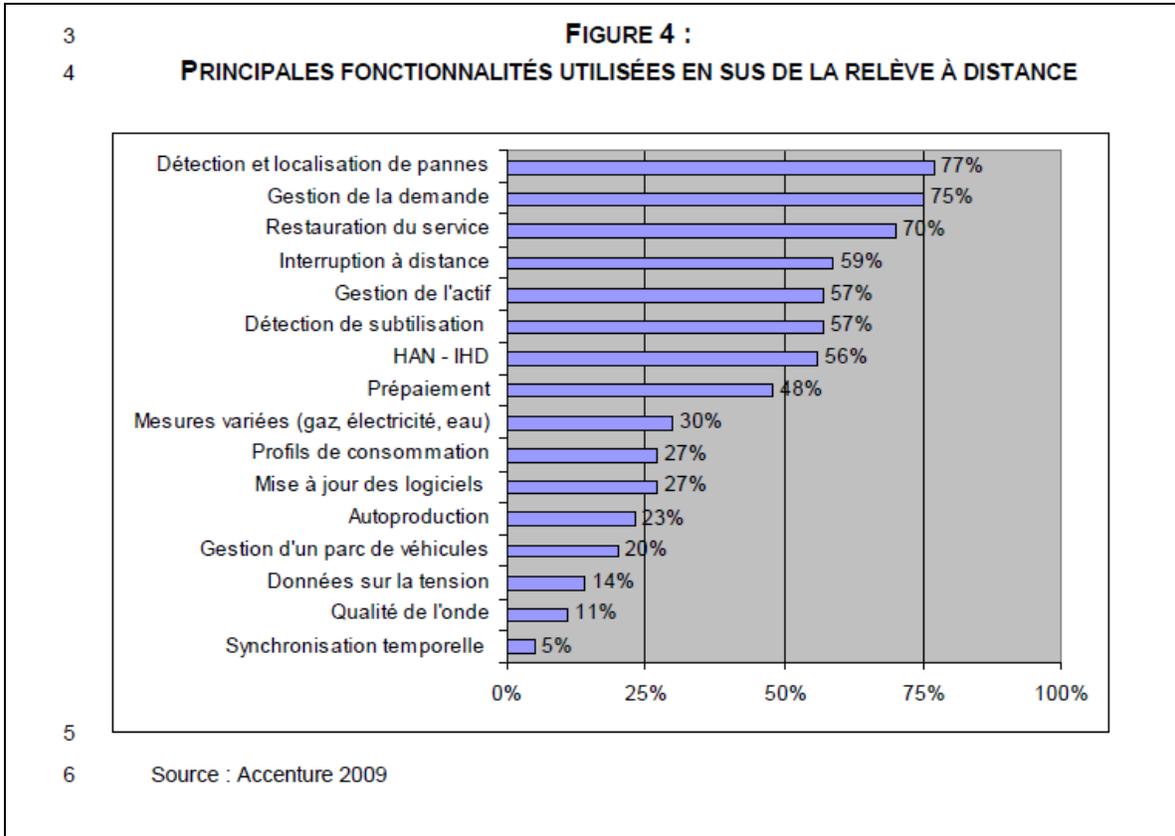
RÉFÉRENCE 1 :	R-3770	HQD-1	Doc. 1	p. 17	
RÉFÉRENCE 2 :	R-3770	HQD-1	Doc. 3.1	p. 24-25	
RÉFÉRENCE 3 :	R-3770	HQD-4	Doc. 2	p. 12	R. 9a
RÉFÉRENCE 4 :	R-3770	HQD-4	Doc. 2	p. 4	R. 1a

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 relève 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.

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



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.

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 :

Veuillez 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
- 9.2 Est-ce qu'un consommateur peut activer la carte Zigbee dans son compteur sans l'intervention du Distributeur?
- 9.3 Est-ce que le Distributeur activera la carte Zigbee d'un consommateur sur demande? Sinon, pourquoi pas?
- 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?
- 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?

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?
- 9.7 Le cas échéant, veuillez préciser ces coûts.

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

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?

- 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.
- 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

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.
- 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?
- 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.
- 10.5.2** Sinon, veuillez expliquer pourquoi.

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?
- 10.7** Est-ce que le nombre de demandes demeure toujours élevé?
- 10.8** Veuillez indiquer le nombre de demandes d'adhésion en traitement en ce moment et la puissance installée, pour chaque source d'énergie.
- 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.

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

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 ») p. 19
RÉFÉRENCE 2:	R-3864, HQD-1, doc. 1	

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.

Préambule :

Selon nos calculs, le PTÉ 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.

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.

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?

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?

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

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

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?

12.3.1 Le cas échéant, veuillez :

12.3.1.1 décrire la teneur et les résultats de ces discussions,

12.3.1.2 indiquer les dates auxquelles elles ont eu lieu, et

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

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.

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?

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.

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.

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?

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

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)?

12.7.1 Le cas échéant, veuillez expliquer pourquoi.

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 en livraison MW	réservations 2014		Disponibilité MW
			HQP MW	Autres 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.
- 13.2** Le cas échéant, veuillez indiquer si les capacités obtenues sont les mêmes que celles montrées au tableau présenté en préambule et le cas échéant veuillez présenter et expliquer les différences.
- 13.3** Sinon, veuillez fournir les raisons qui justifient de ne pas avoir procédé à cette évaluation.

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.

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

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.

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.

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.

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.

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

17.4.1 Sinon, veuillez expliquer pourquoi.

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.

- 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 ?
- 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.

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?
- 17.7.1** Le cas échéant, veuillez décrire ses contacts et l'état des discussions.
- 17.7.2** Sinon, veuillez expliquer pourquoi le Distributeur n'a pas cru bon d'étudier cette option.

G. Réseaux autonomes

RÉFÉRENCE (i)	R-3864	 HQD-2	 Doc. 1	p. 6
RÉFÉRENCE (ii)	Mémoire de l'Agglomération des Îles-de-la-Madeleine déposé à la Commission sur les enjeux énergétiques, 11 octobre 2013, page 8			
	http://consultationenergie.gouv.qc.ca/memoires/20131011_388_Municipalite_Iles_de_la_Madeleine_M.pdf (3 mars 2014)			

Préambule :

La référence (i) mentionne :

Quant aux Îles-de-la-Madeleine, le Distributeur continue ses démarches en vue d'un raccordement possible au poste de Percé.

La référence (ii) mentionne :

C'est au milieu des années 1980 qu'Hydro-Québec a étudié la possibilité de raccorder les Îles-de-la-Madeleine à son réseau continental par le biais d'un câble sous-marin. Devant l'ampleur des coûts, évalués alors à plus de 500 millions \$, la société d'État a choisi de procéder à la construction d'une nouvelle centrale thermique plus moderne et moins polluante. La durée de vie utile de celle-ci est fixée aux alentours de 2024. De plus, en vue de cette échéance et selon nos renseignements, Hydro-Québec aurait procédé à une mise à jour des coûts d'un éventuel raccordement.

Demandes :

- 18.1** Veuillez fournir un énoncé d'envergure des coûts génériques d'une alimentation électrique qui pourrait relier Percé et les Îles-de-la-Madeleine à l'horizon 2024
- 18.2** Veuillez déposer l'étude réalisée dans le milieu des années 80 en vue d'un possible raccordement des îles-de-la-Madeleine au réseau continental par le biais d'un câble sous-marin

RÉFÉRENCE (i)	R-3864	HQD-2	Doc. 1	p. 6	
RÉFÉRENCE (ii)	R-3748	D-2011-162		p. 98	Par.354
RÉFÉRENCE (iii)		État d'av. 2012		p. 30	
RÉFÉRENCE (iv) :		État d'av. 2012	DDR Régie	p. 6	

Préambule :

La référence (i) mentionne :

Les études concernant le jumelage éolien-diesel (JED) aux Îles-de-la-Madeleine et à Kangiqsualujuaq se poursuivent. Les résultats qui en découleront permettront de baliser les conditions de réalisation de ce type de projets dans d'autres réseaux, particulièrement en ce qui concerne l'emplacement des éoliennes. Concernant les autres projets d'énergie renouvelable, le Distributeur attend les résultats d'études de faisabilité.

La référence (ii) mentionne :

La Régie demande au Distributeur de mettre à jour le rapport d'expertise sur le JED, pour les réseaux du Nunavik et des Îles-de-la-Madeleine, et de déposer cette mise à jour dans le cadre de l'état d'avancement 2012 du Plan. La mise à jour de l'analyse coûts-bénéfices devra tenir compte de divers scénarios d'exploitation des groupes diesel ainsi que de la valorisation de l'électricité éolienne excédentaire. Le Distributeur doit également développer un plan de déploiement concret et rapide du JED en réseaux autonomes, pour dépôt dans le cadre du plan d'approvisionnement 2014-2023.

La référence (iii) mentionne :

Étant donné l'état d'avancement actuel des projets éoliens au Nunavik et aux Îles-de-la-Madeleine et les difficultés décrites plus haut, le Distributeur ne possède pas encore d'informations plus précises sur les coûts des projets éoliens dans ces réseaux, ni sur leur taux de pénétration attendu. Dans ce contexte, le Distributeur considère que la mise à jour de cette étude théorique n'apportera pas d'information utile aux futurs projets éoliens. Le Distributeur réitère donc son intention d'attendre les résultats des études des deux projets en cours avant de mettre le rapport d'expertise à jour.

La référence (iv) mentionne :

Par ailleurs, les sites du Nunavik identifiés pour l'installation des éoliennes lors de la première étude (14 sites) sont tous remis en question étant donné le resserrement des exigences de NAV Canada et Transport Canada en matière d'emplacement des éoliennes. Un expert sera mandaté afin de s'assurer d'avoir des sites acceptables par les deux organismes avant de réaliser une nouvelle étude. Le choix du site a un impact important sur la ressource disponible et sur les coûts de raccordement d'un projet. Les résultats des sites sont attendus d'ici la fin de l'année 2013 et permettront la poursuite du déploiement du JED pour le futur.

Demandes

- 19.1** Veuillez indiquer si les résultats qui étaient attendus pour la fin de l'année 2013 sont disponibles.
- 19.2** Veuillez justifier qu'une mise à jour de l'analyse de rentabilité incluant notamment une analyse de sensibilité sur différents paramètres n'apportera pas d'information utile aux futurs projets éoliens.
- 19.2.1** Veuillez indiquer, pour chacun des regroupements régionaux de réseaux autonomes desservis par le distributeur (à l'exception de Schefferville) la nature spécifique des coûts qui ne permettent pas à des projets de production d'électricité éolienne de compétitionner actuellement avec le coût évité en énergie établi par le distributeur pour les centrales qu'il opère au Québec?
- 19.2.2** Veuillez déposer la prévision de croissance annuelle des coûts de carburant du distributeur dans chacun des réseaux autonomes du Québec pour la période 2014-2023 en indiquant les séries chronologiques des scénarios de croissance considérés.

RÉFÉRENCE (i) | R-3864 | HQD-2 | Doc. 1 p. 20

Préambule :

Concernant le jumelage éolien-diesel (JED), le distributeur mentionne :

Le Distributeur poursuit son analyse relativement aux deux projets en cours, à savoir celui aux Îles-de-la-Madeleine et l'autre au Nunavik (Kangiqualujjuaq). Actuellement, les résultats des analyses techniques de l'intégration aux réseaux des centrales de Cap-aux-Meules et de Kangiqualujjuaq démontrent des résultats satisfaisants. Le Distributeur doit par ailleurs poursuivre ses analyses concernant la rentabilité de ces projets. Dès que les analyses seront complétées, le Distributeur procédera à la mise à jour du rapport d'expertise sur le

développement du JED aux Îles-de-la-Madeleine et au Nunavik. Un suivi sera fait en 2014 dans le cadre de l'état d'avancement du Plan.

Demandes :

20.1 Veuillez définir ce que le Distributeur entend par « démontrent des résultats satisfaisants ».

20.2 Veuillez présenter les résultats

RÉFÉRENCE (i)	R-3864	HQD-2	Doc. 1	p. 17-21
RÉFÉRENCE (ii)	R-3748	HQD-4	Doc. 1.1	p. 9
RÉFÉRENCE (iii)	R-3854	HQD-3	Doc. 4	p. 8-14 Tableau 2

Préambule :

La référence (i), page 17 rappelle que le PUEÉ exclut le Nunavik, mais que « *le Distributeur analysera la possibilité [d'élargir le PUEÉ à d'autres sources d'énergie qui s'avèreraient rentables.]* »

On lit à la page 16 : « Le Distributeur continue de prioriser les interventions en efficacité énergétique pour assurer l'équilibre offre-demande des réseaux autonomes à moindre coût. Ces interventions visent l'utilisation efficace de l'énergie, les économies d'énergie et la gestion de la demande en puissance. Le Distributeur poursuit ainsi le déploiement des interventions auprès de la clientèle selon différentes approches : tarif ou options tarifaires, programmes commerciaux, financement de tiers pour réaliser des programmes ou des activités commerciales. » et un peu plus loin ; « la totalité des clients du Nunavik disposent d'un système de chauffage au mazout. Toutefois, les données de facturation et les observations sur le terrain permettent de constater la présence de chauffage d'appoint électrique. », puis, à la page 17 : « De plus, le Distributeur validera les coûts et la performance des technologies d'énergie renouvelable compte tenu du contexte et des conditions climatiques des réseaux autonomes. Si des technologies s'avèrent performantes et économiquement rentables, il priorisera leur implantation afin de réduire les besoins. »

A la page 19, le Distributeur annonce une série d'actions sur lesquelles il « mettra l'emphase en vue d'exploiter les moyens de gestion de la pointe identifiés dans le PTÉ » ; la troisième action vise à : « Mettre en place les mécanismes nécessaires pour permettre de procéder à des appels au public dans les réseaux autonomes. Dès l'hiver 2013-2014, le Distributeur entend prioriser les réseaux de Schefferville et des Îles-de-la-Madeleine », et la cinquième action à « Développer de nouvelles interventions et poursuivre la vigie des approches commerciales adaptées en réseaux autonomes. » et annonce qu' « il évaluera également la possibilité d'utiliser l'interruption de charge à distance pour gérer la demande de puissance. »

À la page 21, le Distributeur réitère qu'il considère toujours « la possibilité d'acheter de l'électricité à partir de production hydraulique pour alimenter la communauté d'Inukjuak »

La référence (ii) présente une information fournie par le Distributeur en réponse à une demande de la Régie :

31.3 Veuillez indiquer les consommations d'une maison aux Îles-de-la-Madeleine qui se chauffe tout à l'électricité d'une part, et qui ne se chauffe pas à l'électricité d'autre part.

Réponse :

Pour l'ensemble des clients résidentiels se chauffant à l'électricité aux Îles-de-la-Madeleine, la consommation unitaire moyenne (consommation par logement) s'est chiffrée à environ 18 200 kWh pour l'année 2010. Pour les clients ne se chauffant pas à l'électricité, la consommation unitaire moyenne a été de près de 9 300 kWh pour l'année 2010.

La référence (iii) indique :

Que le coût évité en énergie des centrales thermiques (en cents de 2013 par kWh) est actuellement de 16,4 aux îles-de-la-Madeleine, de 28,3 à Anticosti, et qu'il s'établit à un niveau moyen de 43,41 au Nunavik et de 26,44 en Haute Mauricie.

Demandes :

- 21.1** Considérant les éléments précédents au regard du coût évité en énergie rapporté au dernier paragraphe du préambule, veuillez indiquer les raisons pour lesquelles la clientèle des réseaux autonomes n'a pas encore eu accès - sur une base de coût évité en énergie – au programme de mesurage net que le distributeur offre à tous ses abonnés résidentiels du réseau continental au tarif de distribution. Veuillez préciser les intentions du Distributeur vis-à-vis le déploiement de ce programme dans l'ensemble des réseaux autonomes du Québec. Dans l'éventualité où l'élargissement de ce programme commercial à l'ensemble des réseaux autonomes apparaîtrait prématuré, en expliquer les motifs sur des bases économiques.
- 21.2** En considérant 1- les attraits du chauffage électrique, d'appoint ou non, constatés par le Distributeur dans ses réseaux autonomes à centrales thermiques, 2- le niveau élevé du coût en carburant pour la production d'électricité d'origine thermique dans ces réseaux mais également pour le chauffage des locaux hors subvention, 3- l'ouverture du Distributeur à l'achat d'électricité renouvelable à Inukjuak et 4- la présence d'une ressource éolienne de qualité à proximité de plusieurs des réseaux autonomes desservis par le Distributeur, veuillez expliciter la nature des obstacles techniques qui empêchent le Distributeur de déployer dans ses réseaux autonomes des électrotechnologies de chauffage bi-énergies commerciales par le biais d'un scénario générique exploitant toutes les fonctionnalités de type Smart Grid qui permet de concilier l'attrait du chauffage électrique (bi-énergie) avec une forte pénétration de moyens de production d'électricité de sources renouvelables locales à moindre coût en vue de réduire la consommation de carburant dans tous les réseaux autonomes et contrôler la hausse continue du déficit d'exploitation annuel?

RÉFÉRENCE (i)	R-3864	HQD-2	Doc. 1	p. 7
RÉFÉRENCE (ii)	R-3748	HQD-2	Doc. 2	p. 74

Préambule :

La référence (i) mentionne :

Outre les enjeux de capacité de production, le Distributeur doit également faire face à des excédents d'émission de CO₂ pour la centrale de Cap-aux-Meules. En 2012, le niveau d'émission de la centrale dépassait 125 000 tonnes d'équivalents CO₂, soit cinq fois plus élevés que le plafond autorisé. Dès 2013, le Distributeur

procédera à l'acquisition sur une base annuelle des droits nécessaires visant à couvrir les excédents d'émission.

Le tableau 3.2 de la référence (ii) présente le coût de revient par réseau.

Demandes :

- 22.1** Veuillez préciser si les coûts présentés à la référence (ii) incluent le coût des droits d'émissions pour la centrale de Cap-aux-Meules.
- 22.2** Veuillez fournir le coût des droits d'émission à acquérir pour 2014, et indiquer la part qu'ils occuperont annuellement dans les coûts d'approvisionnements du distributeur aux Îles de la Madeleine à partir de 2014 selon la prévision du Distributeur quant à l'évolution du prix des enchères d'émissions de carbone sur l'horizon du plan 2014-2023.

RÉFÉRENCE (i)	R-3864	HQD-2	Doc. 1	p. 8
---------------	--------	-------	--------	------

Préambule :

La centrale hydraulique Lac-Robertson fournit environ 80 % des besoins en énergie et en puissance du territoire de la Basse-Côte-Nord, lesquels s'élevaient à 86,4 GWh et 21,9 MW en 2012.

Demandes :

- 23.1** Veuillez fournir la production énergétique nominale que la centrale Lac Robertson pourrait livrer à hydraulicité annuelle moyenne.

RÉFÉRENCE (i)	R-3864	HQD-2	Doc. 1	p. 9
RÉFÉRENCE (ii)	R-3864	HQD-2	Doc. 2	Annexe 3 p. 73

Préambule :

La référence (i) mentionne :

Par ailleurs, la fiabilité des approvisionnements est assurée par la centrale de Menihek d'une capacité de 17 MW et par deux groupes électrogènes de secours de 1,7 MW chacun.

Note 4 : Le Distributeur prévoit permanentiser ces deux groupes électrogènes à court terme.

La référence (ii) présente le tableau 3.1 indiquant les caractéristiques des équipements de production par réseau autonome pour l'année 2012. Les deux groupes de 1,7 MW de Schefferville n'apparaissent pas à ce tableau.

Par ailleurs, la note de la référence (i) précise que le Distributeur prévoit permanentiser les deux groupes de 1,7 MW à court terme.

Demandes :

- 24.1 Veuillez expliquer l'absence des deux groupes de 1,7 MW de Schefferville au tableau 3.1 de la référence ii.
- 24.2 Veuillez indiquer si ces deux groupes de secours ont les mêmes caractéristiques que des groupes devant fonctionner régulièrement comme dans les autres réseaux autonomes.
- 24.3 Veuillez préciser ce que vous entendez par « à court terme » pour la permanentisation des groupes.
- 24.4 Veuillez préciser si des montants ont été prévus pour la réalisation de cette permanentisation.

(Demande 25.1 : Omis)

RÉFÉRENCE (i) | R-3864 | HQD-2 | Doc. 1 p. 20

Préambule :

Concernant les génératrices mobiles, le Distributeur mentionne :

En effet, ces équipements peuvent être installés rapidement pour combler les besoins de courte durée, notamment lors des périodes de pointes hivernales ou pour pallier des situations d'urgence. L'utilisation de génératrices mobiles est moins coûteuse que l'installation de groupes permanents et permet de repousser de quelques années des investissements importants visant à augmenter la puissance d'une centrale.

Demandes :

26.1 Veuillez préciser si une génératrice d'urgence mobile possède les mêmes caractéristiques qu'une génératrice permanente concernant notamment la durée de vie et le rendement.

26.2 S'il y a lieu, veuillez préciser les différences.

26.3 Veuillez fournir le coût d'une génératrice d'urgence.

- Approvisionnement
- Transport
- Installation.

RÉFÉRENCE (i)	R-3864	HQD-2	Doc. 1	p. 21
---------------	--------	-------	--------	-------

Préambule :

Concernant la biomasse forestière, le Distributeur mentionne :

Dans le Plan d'approvisionnement 2011-2020, le Distributeur annonçait que des discussions avaient été entamées avec la communauté autochtone d'Opitciwan visant un projet de vente d'électricité produite à partir de biomasse forestière au

Distributeur proposé par la communauté. Les discussions avec la communauté sont toujours en cours pour ce projet.

Demandes :

27.1 Veuillez préciser quelle est la teneur des discussions et si un calendrier a été fixé

RÉFÉRENCE (i) | R-3864 | HQD-2 | Doc. 1 p. 21

Préambule :

Concernant un projet hydraulique, le Distributeur mentionne :

Dans une stratégie envisagée dans le précédent plan d'approvisionnement, le Distributeur faisait état qu'il considérait la possibilité d'acheter de l'électricité à partir de production hydraulique pour alimenter la communauté d'Inukjuak.

Le promoteur, soit la communauté, est toujours à la recherche de financement pour le projet. Le Distributeur redémarrera ses analyses d'intégration lorsque la communauté sera en mesure de poursuivre la réalisation du projet.

Demandes :

28.1 Veuillez indiquer si le Distributeur a réalisé une analyse de rentabilité de ce projet.

28.2 Veuillez indiquer si le Distributeur envisage de participer au financement de ce projet.

28.3 Veuillez expliquer votre réponse.

RÉFÉRENCE (i) | R-3864 | HQD-2 | Doc. 1 p. 22
RÉFÉRENCE (ii) | R-3864 | HQD-2 | Doc. 1 p. 73

Préambule :

La référence (i) mentionne :

Centrale de Cap-aux-Meules :

Contrat d'approvisionnement au mazout lourd avec Kildair Services, lequel a été prolongé jusqu'au 28 février 2014. Le Distributeur dispose encore de trois options de prolongation supplémentaires d'une année chacune.

Contrat d'approvisionnement au diesel # 2 avec Pétroles Irving (Highlands Fuels Delivery G.P.), lequel vient à échéance le 31 décembre 2013. Le Distributeur dispose de trois options de prolongation d'une année chacune.

Par ailleurs, à la référence (ii), il est indiqué que la centrale de Cap-aux-Meules utilise du mazout lourd no 6.

Demandes :

29.1 Veuillez expliquer la nécessité d'un contrat d'approvisionnement au mazout no 2.

H. Prévisions de la demande

RÉFÉRENCE (i)	R-3864	HQD-2	Doc. 1	p. 10
RÉFÉRENCE (ii)	R-3864	HQD-2	Doc. 1	p. 18
RÉFÉRENCE (iii)		Communiqué de presse		
RÉFÉRENCE (iv)	R-3854	HQD-9	Doc. 2	p. 12 et 16

Préambule :

La référence (i) mentionne :

La prévision de la demande d'électricité des réseaux autonomes, en énergie et en puissance, se fonde sur l'analyse des données historiques, la croissance démographique prévue, l'évolution attendue des consommations unitaires et la prévision des nouveaux abonnements.

La référence (ii) mentionne :

Parallèlement, le Distributeur poursuit ses efforts en maintenant, d'une part, plusieurs programmes existants et en proposant, d'autre part, de nouveaux programmes comme par exemple, le programme d'éclairage efficace visant l'installation d'ampoules fluorescentes compactes (LFC) et de DEL aux secteurs résidentiel et affaires dans tous les réseaux.

La référence (iii) présente un communiqué de presse concernant l'abandon des ampoules à incandescence.



La référence iv présente notamment l'impact en énergie et en puissance de l'élimination des ampoules à incandescence au Nunavik suite à une évaluation technico-économique.

Demandes :

30.1 Veuillez indiquer si l'élimination des ampoules à incandescence modifie les programmes existants concernant l'éclairage efficace.

- 30.2** Veuillez indiquer si la prévision de la demande de chacun des réseaux autonomes a pris en compte l'impact de l'élimination des ampoules à incandescence à partir de janvier 2014.
- 30.3** Si oui, veuillez présenter, pour chacun des réseaux autonomes, l'impact en énergie et en puissance de l'élimination des ampoules à incandescence.
- 30.4** Si non, veuillez indiquer de quelle façon vous entendez prendre en compte ce nouveau contexte.

RÉFÉRENCE (i)	R-3864	HQD-2	Doc. 1	p. 10
RÉFÉRENCE (ii)	R-3864	HQD-2	Doc. 1	p. 33-54
RÉFÉRENCE (iii)	R-3864	HQD-2	Doc. 2	p. 22

Préambule :

Concernant la méthodologie de la prévision de la demande, la référence (i) mentionne :

La prévision de la demande d'électricité des réseaux autonomes, en énergie et en puissance, se fonde sur l'analyse des données historiques, la croissance démographique prévue, l'évolution attendue des consommations unitaires et la prévision des nouveaux abonnements.

À partir des données de la référence (ii), le RNCREQ présente le tableau suivant montrant la consommation unitaire résidentielle et agricole de l'année 2012 et la consommation unitaire résidentielle et agricole prévue à l'année 2023.

	consommation domestique unitaire		
	Prévision 2023	Année 2012	Variation
	MWh/abonné	MWh/abonné	%
Réseaux autonomes	13,19	13,37	-1,4%
IdeM	15,13	14,12	7,1%
BCN	22,93	21,09	8,7%
Schefferville	34,00	33,79	0,6%
Haute-Mauricie	10,21	10,58	-3,5%
Nunavik	6,30	6,70	-6,0%
Lac Robertson	23,38	20,95	11,6%

On peut constater une augmentation de la consommation domestique unitaire de 7,1 % entre l'année 2012 et 2023 pour les réseaux de l'Île-de-la-Madeleine et de 8,7% pour la Basse-Côte-Nord, dont 11,6% pour le réseau du Lac-Robertson.

Par contre, pour la même période on peut constater une diminution de la consommation unitaire de 6% pour le Nunavik..

Pour le réseau de Schefferville la consommation unitaire prévue reste élevée à 34 MWh/abonnement.

Demandes

- 31.1** Veuillez expliquer la diminution de la consommation unitaire pour les réseaux du Nunavik.
- 31.2** Veuillez expliquer l'augmentation de la consommation unitaire pour les réseaux des Îles-de-la-Madeleine et de la Basse-Côte-Nord, dont celle du Lac-Robertson.
- 31.3** Veuillez indiquer la proportion d'abonnements résidentiels et agricole qui se chauffent à l'électricité pour le réseau du Lac-Robertson.
- 31.4** Veuillez indiquer s'il est raisonnable de considérer une consommation de 10 MWh (Haute-Mauricie) comme une consommation moyenne pour les abonnés résidentiels et agricoles qui ne se chauffent pas à l'électricité.
- 31.5** Veuillez expliquer que la consommation unitaire prévue du réseau de Schefferville demeure beaucoup plus élevée que celle des autres réseaux autonomes, notamment du réseau du Lac-Robertson.
- 31.6** En ce qui concerne la consommation unitaire élevée du réseau de Schefferville, veuillez préciser si elle reflète la consommation de la majorité des clients ou si quelques clients ayant une consommation particulièrement élevée contribuent à augmenter la consommation unitaire.
- 31.7** Veuillez présenter un tableau ou un graphique montrant le profil de consommation annuel de la clientèle domestique du réseau de Schefferville, soit le nombre de clients par niveaux de consommation par tranche de 5 MWh.

RÉFÉRENCE (i)	R-3864	HQD-2	Doc. 2	p. 33-54
RÉFÉRENCE (ii)	R-3854	HQD-9	Doc. 2	p. 15

Préambule :

Aux tableaux de la référence (i), on peut constater que les tableaux montrant l'historique de la demande des réseaux autonomes (pages 33 à 42) incluent une ligne indiquant le nombre total d'abonnements alors que les tableaux montrant la prévision de la demande (pages 45 à 54) montrent uniquement les abonnements résidentiels et agricoles.

À partir des données de la référence (i), le RNCREQ présente le tableau suivant montrant la consommation autre que résidentielle et agricole unitaire pour l'année 2012.

	consommation unitaire autres
	année 2012
	MWh/abonné
Réseaux autonomes	62,41
IdeM	78,63
BCN	50,90
Schefferville	85,79
Haute-Mauricie	75,34
Nunavik	46,65
Lac Robertson	49,13

On peut constater que la consommation unitaire des abonnés autres que résidentiel et agricole des réseaux des Îles-de-la-Madeleine et de la Haute-Mauricie (incluant Opiciwan) est nettement plus élevée que celle des réseaux du Nunavik et de la Basse-Côte-Nord.

Le réseau de Schefferville présente la consommation la plus élevée, soit 85,8 MWh/abonnement.

La référence (ii) mentionne :

Le secteur industriel des réseaux autonomes ne présente qu'une très faible proportion en termes de nombre de clients (0,2 %) et de consommation (6,3 %). Les deux clients les plus importants sont aux Îles-de-la-Madeleine alors que le troisième client d'importance est à Opiciwan en Haute-Mauricie.

Demandes

- 32.1** Pour la prévision de la demande de chacun des réseaux, veuillez fournir le nombre total d'abonnements.
- 32.2** Veuillez confirmer que la consommation élevée des réseaux Îles-de-la-Madeleine et Haute-Mauricie s'explique par la présence de clients industriels.
- 32.3** Veuillez indiquer si le réseau de Schefferville inclut des clients industriels.
- 32.4** Veuillez expliquer la consommation unitaire élevée des clients autres que résidentiels et agricoles pour le réseau de Schefferville.

RÉFÉRENCE (i) | R-3864 | HQD-2 | Doc. 2 p. 33-41

Préambule :

À partir des données de la référence, le RNCREQ présente le tableau suivant montrant la demande unitaire par abonnement à la pointe de la demande de chacun des réseaux. Il s'agit de valeur moyenne couvrant l'ensemble de la période 2001-2012.

	demande unitaire kW/abonnement
Réseaux	5,12
IdeM	5,32
BCN	7,30
Schefferville	14,29
HautMauricie	5,57
Nunavik	2,79
Lac Robertson	7,12

Il apparaît que la demande unitaire du réseau de Schefferville est particulièrement élevée par rapport à celle des autres réseaux autonomes. Elle est presque trois fois plus élevée que celle des Îles-de-la-Madeleine et plus du double de celle du réseau du Lac-Robertson.

Demande

33.1 Veuillez expliquer la demande unitaire élevée du réseau de Schefferville.

RÉFÉRENCE (i)	R-3748	HQD-4	Doc. 1.1	p. 9
RÉFÉRENCE (ii)	R-3864	HQD-2	Doc. 1	p. 18

Préambule :

La référence présente une information fournie par le Distributeur en réponse à une demande de la Régie :

31.3 Veuillez indiquer les consommations d'une maison aux Îles-de-la-Madeleine qui se chauffe tout à l'électricité d'une part, et qui ne se chauffe pas à l'électricité d'autre part.

Réponse :

Pour l'ensemble des clients résidentiels se chauffant à l'électricité aux Îles-de-la-Madeleine, la consommation unitaire moyenne (consommation par logement) s'est chiffrée à environ 18 200 kWh pour l'année 2010. Pour les clients ne se chauffant pas à l'électricité, la consommation unitaire moyenne a été de près de 9 300 kWh pour l'année 2010.

Demandes

- 34.1** Veuillez indiquer si la valeur de 9 300 kWh pour l'année 2010 demeure valable pour l'année 2013 pour les clients du réseau des Îles-de-la-Madeleine qui ne se chauffent pas à l'électricité. Si non, veuillez fournir la valeur pour l'année 2013.
- 34.2** Veuillez indiquer si cette valeur de consommation unitaire de 9300 kWh est aussi valable pour les autres réseaux autonomes. Veuillez expliquer votre réponse.
- 34.3** Veuillez fournir un estimé de la production d'électricité associée au chauffage des bâtiments sur l'ensemble du réseau desservi par chacune des centrales thermiques du distributeur dans les Réseaux autonomes pour la saison froide de l'année 2012-2013. Veuillez fournir les hypothèses fondant cette estimation.

RÉFÉRENCE (i)	R-3864	HQD-2	Doc. 2	p. 33-54
RÉFÉRENCE (iii)	R-3864	HQD-2	Doc. 2	p. 22

Préambule :

À partir des données de la référence (i), le RNCREQ présente le tableau suivant montrant le taux de pertes historique sur la période 2001-2012 et le taux de pertes prévu sur la période 2013-2023 pour les réseaux autonomes.

	taux de pertes	
	Prévision	Historique
	%	%
Réseaux autonomes	13,2%	13,7%
IdeM	12,8%	13,8%
BCN	13,0%	14,5%
Schefferville	25,3%	28,3%
Haute-Mauricie	6,3%	8,9%
Nunavik	9,4%	9,9%
Lac Robertson	14,6%	16,5%

La comparaison des taux de pertes prévus par rapport aux taux de pertes historiques, montre qu'il y a peu de changement sauf pour les réseaux de la Haute-Mauricie où il y a une diminution importante du taux de pertes.

On peut constater également un taux de pertes particulièrement élevé pour le réseau de Schefferville.

À la référence (ii), il est indiqué que le taux de pertes théorique de transport et de distribution est de beaucoup inférieur au taux de pertes réel notamment pour les réseaux Lac-Robertson (6,5%) et Schefferville (7,8%).

Demandes :

- 35.1** Veuillez expliquer de prévoir le maintien d'un taux de pertes réel très élevé pour les réseaux de Schefferville et de Lac-Robertson.
- 35.2** Veuillez indiquer les moyens que le Distributeur entend prendre pour réduire le taux de pertes à un niveau se rapprochant du taux de pertes théorique

RÉFÉRENCE (i)	R-3854	HQD-15	Doc. 9	p. 26
RÉFÉRENCE (ii)	R-3864	HQD-2	Doc. 2	p. 54

Préambule :

À la référence (i) le RNCREQ mentionne que d'avril 2013 à avril 2015 le tarif du réseau de Schefferville augmentera de 30% en plus des hausses autorisées par la Régie dans les dossiers tarifaires annuels et demande si le Distributeur a évalué l'impact de cette hausse sur le niveau de consommation du réseau de Schefferville.

En réponse, le Distributeur mentionne qu'il n'a pas évalué l'impact de cette hausse sur la consommation énergétique de la région de Schefferville.

La référence ii présente la prévision de la demande pour le réseau de Schefferville.

Demandes :

- 36.1** Veuillez confirmer que la prévision présentée à la référence (ii) ne prend pas en considération l'impact que pourrait avoir l'augmentation du tarif du réseau de Schefferville.
- 36.2** Le cas échéant, veuillez expliquer comment a été évalué l'impact de la hausse du tarif et présenter l'ampleur de cet impact.
- 36.3** Sinon, veuillez expliquer pourquoi l'impact de cette hausse n'est pas pris en considération.

RÉFÉRENCE (i)	R-3854	HQD-9	Doc. 2
----------------------	---------------	--------------	---------------

Préambule :

La référence présente le Potentiel technico-économique d'efficacité énergétique dans les réseaux autonomes.

Selon ce document, plusieurs mesures pouvant réduire la consommation énergétique et la demande en puissance à la pointe ont été identifiées. Le Distributeur mentionne en conclusion (page 20) : Lorsque des potentiels réalisables seront identifiés, le Distributeur pourra concevoir des programmes visant tant les mesures d'économie d'énergie que les mesures de gestion de la demande en puissance.

Demandes :

37.1 Veuillez indiquer si la prévision de la demande des réseaux autonomes présentée au présent dossier a pris en compte la réalisation de certaines mesures identifiées au document mentionné en référence. Si oui, veuillez identifier ces mesures.

37.2 Veuillez préciser s'il y a un échéancier pour identifier le potentiel réalisable.

37.2.1 Si oui, veuillez déposer cet échéancier.

37.2.2 Si non, veuillez indiquer quand un tel échéancier sera disponible

RÉFÉRENCE (i)	R-3854	HQD-9	Doc. 2	p. 16, 19 et 7
RÉFÉRENCE (ii)	R-3864	HQD-2	Doc. 1	p. 15
RÉFÉRENCE (iii)	R-3854	HQD-3	Doc. 4	p. 8

Préambule :

À la page 16 du document en référence (i), il est indiqué que l'impact en puissance du PTE d'économie d'électricité est de 1193 kW pour le réseau de Schefferville.

La page 19 du même document présente le tableau 20 montrant le PTE de gestion de la demande en puissance pour le réseau de Schefferville. On y retrouve le coût moyen annuel et le potentiel de diverses mesures pour le secteur résidentiel et pour le secteur CI. Le potentiel total des mesures résidentielles est de 3228 kW et le potentiel total des mesures CI est de 6491 kW. Le coût des mesures varie de 0 à 142 \$/kW-an.

La référence (iii) présente le coût évité en puissance notamment pour le réseau de Schefferville (135 \$/kW-an).

Il apparaît donc que la plupart des mesures présentées à la page 19 seraient rentables. En fait, une seule mesure aurait un coût moyen plus élevé que le coût évité de 135 \$/kW-an.

Par ailleurs, il est mentionné à la page 7 de la référence (i) :

Puisque les mesures ne sont pas nécessairement additives, le potentiel de la gestion de la demande en puissance d'un réseau doit être établi pour un ou des scénarios d'intervention précis et seulement lorsque les quantités, la combinaison et l'ordonnement des mesures heure par heure sont connus.

La référence ii présente les marges de puissance par réseau. On peut constater que le réseau de Schefferville serait en déficit de 0,2 MW à la pointe 2014-2015

Demandes :

- 38.1** Veuillez présenter le calcul ayant résulté en un déficit de 0,2 MW pour le réseau de Schefferville à la pointe 2014-2015.
- 38.2** Veuillez indiquer si vous avez évalué quel serait l'impact en puissance de l'application de l'ensemble des mesures présentées au tableau 20 de la référence (i), en tenant compte que l'impact de ces mesures n'est pas nécessairement additive.
- 38.3** Étant donné le potentiel important de réduction de la demande en puissance pour le réseau de Schefferville, et le déficit attendu à la pointe de 2014-2105 de ce réseau, veuillez indiquer si vous entendez accorder une priorité à l'évaluation et à la mise en œuvre rapidement du potentiel réalisable des mesures visant la diminution de la demande en puissance de pointe de ce réseau. Veuillez expliquer votre réponse.

RÉFÉRENCE (ii)	R-3864	HQD-2	Doc. 2	Ann. 2C	p. 54
RÉFÉRENCE (iii)	R-3864	HQD-2	Doc. 2	Ann. 2B	p. 41

Préambule :

La référence (i) mentionne :

À Schefferville, la croissance élevée des ventes s'explique notamment par une croissance de la demande au secteur commercial et institutionnel prévue aux cours des prochaines années.

À la référence ii, on peut constater que la croissance des ventes totales est plus faible (2,3%) que la croissance des ventes du secteur résidentiel et agricole (2,7%).

À partir des valeurs de la référence iii, on peut calculer que les ventes domestiques correspondent à environ 55% des ventes totales.

À partir des valeurs de la référence ii, on peut calculer que les ventes domestiques correspondent à 56% des ventes totales en 2013 et à 57,7% des ventes totales en 2023.

À partir des valeurs de la référence ii, on peut calculer que les ventes autres que les ventes domestiques sont de 16,4 GWh en 2013 et de 19,9 GWh en 2023, ce qui correspond à une croissance annuelle moyenne de 1,95%.

À la même référence, il est indiqué que la croissance annuelle moyenne des ventes domestiques est de 2,7% sur la période 2013-2023.

Il apparaît donc que la croissance des ventes domestiques est plus élevée que la croissance des ventes autres.

Demande

39.1 Veuillez expliquer votre affirmation à l'effet que *la croissance élevée des ventes s'explique notamment par une croissance de la demande au secteur commercial et institutionnel prévue aux cours des prochaines années.*

I. Critères de fiabilité en puissance

RÉFÉRENCE (i)	R-3864	HQD-2	Doc. 1	p. 13
---------------	--------	-------	--------	-------

Préambule :

Ce critère de planification s'applique à toutes les centrales à l'exception de celle de Cap-aux-Meules. Jusqu'à maintenant, la planification du réseau de Cap-aux-Meules reposait sur le critère de planification (N-2) x 90 %, en raison notamment du temps requis pour l'entretien de chaque groupe. Toutefois, depuis 2010, la durée des réfections majeures des groupes diesels à la centrale a été optimisée, affectant ainsi le taux d'indisponibilité. Une réduction significative des heures d'indisponibilités reliées à des défauts forçant l'arrêt des groupes diesel, particulièrement pendant la période hivernale, a aussi été constatée au cours des dernières années. Ainsi, compte tenu de ces nouveaux éléments, le Distributeur a entamé des travaux afin de réévaluer le critère de planification de la centrale de Cap-aux-Meules. Les résultats préliminaires indiquent que l'application d'un critère spécifique à cette centrale ne serait plus appropriée. Le Distributeur évaluera donc la possibilité de retenir le même critère que celui des autres centrales, soit (N-1) x 90 %. Toutefois, d'ici à ce que l'ensemble des analyses soient complétées, le Distributeur retient, pour les fins de planification du réseau de Cap-aux-Meules, un taux de réserve de 55 % correspondant à une situation intermédiaire entre les critères de planification (N-1) x 90 % et (N-2) x 90 %. Un suivi sera fait en 2014 dans le cadre de l'état d'avancement du Plan.

Demandes :

- 40.1** Veuillez décrire les conditions d'opération de la période hivernale ayant causé au cours des dernières années des défauts entraînant l'arrêt des groupes diesel et des réfections majeures. Préciser le diagnostic et l'ampleur des réfections majeures constatées.

Préambule

Sans égard au suivi annoncé pour 2014, on peut constater que l'application du taux de réserve de 55% aurait pour effet de porter à 70,03 MW la capacité de production requise en pointe en 2023 à la centrale de Cap-aux-Meules (référence : Tableau 4.1.1, HQD-2, document 2, Annexe 4, page 77 de 86, besoins en pointe 2022/23 : 45,18 MW) comparativement à une capacité de 50,24 MW si l'application du critère de planification (N-1) x 90% en usage pour toutes les autres centrales s'appliquait, et de 40.19 MW qui constitue le critère de planification (N-2) x 90% actuel de la centrale de Cap-aux-Meules. Le taux de réserve de 55% conduit à une augmentation de capacité de production totale de la centrale de Cap-aux-Meules en 2023.

- 40.2** Au regard des calculs précédents et en considérant la réduction significative du taux d'indisponibilité hivernal constatée récemment par le Distributeur, veuillez expliquer en quoi le taux de réserve de 55% correspondrait à une situation intermédiaire entre les critères de planification (N-1) x 90% et (N-2) X 90%.
- 40.3** Veuillez expliquer la justification du choix d'un taux de réserve de 55% plutôt que de 10%.

RÉFÉRENCE (i) | R-3864 | HQD-2 | Doc. 1 p. 13

Préambule :

La référence mentionne :

Le critère de stabilité correspond à 90 % de la capacité disponible. Ce critère permet à chaque centrale de conserver une marge de puissance suffisante pour absorber des variations brusques de charge ainsi que les déséquilibres importants causés par la faible diversité de la charge.

Demandes :

- 41.1** Veuillez expliquer et quantifier les « *variations brusques de charge* ».

- 41.2** Veuillez indiquer ce qui peut causer des variations brusques de la charge à la hausse au moment de la demande de pointe.
- 41.3** Veuillez indiquer ce qui peut causer des « *déséquilibres importants causés par la faible diversité de la charge.* »
- 41.4** Veuillez expliquer et quantifier les « *déséquilibres importants causés par la faible diversité de la charge.* ».
- 41.5** Veuillez justifier la valeur du critère de stabilité de 90% par rapport, par exemple, à une valeur de 95%.
- 41.6** Veuillez justifier d'utiliser un critère identique pour les groupes diesel et les groupes hydroélectriques.

RÉFÉRENCE (i) | R-3864 | HQD-2 | Doc. 1 p. 18

Préambule :

La référence mentionne :

Par ailleurs, tel qu'annoncé dans son dossier tarifaire 2014-2015, le Distributeur a débuté un projet pilote d'isolation de l'entre-toit à Schefferville auprès de la clientèle résidentielle.

Demandes :

- 42.1** Veuillez fournir plus de détail concernant le projet pilote : combien de maisons, sur quels critères elles ont été choisies,.....
- 42.2** Veuillez préciser la date du début du projet et calendrier de réalisation.

J. Mesures de réduction de consommation

RÉFÉRENCE (i)	R-3854	HQD-9	Doc. 1	p. 22
RÉFÉRENCE (ii)	R-3864	HQD-2	Doc. 1	p. 18

Préambule :

La référence (i) mentionne :

De plus, le Distributeur déploiera, pour la première fois, un projet-pilote d'isolation de l'entre-toit auprès de la clientèle résidentielle. Ce dernier fait suite au programme de formation auprès des entrepreneurs en rénovation et en construction, de même qu'à l'analyse du potentiel technico-économique et aux audits énergétiques visant l'enveloppe du bâtiment.

La référence (ii) mentionne :

Par ailleurs, tel qu'annoncé dans son dossier tarifaire 2014-201515, le Distributeur a débuté un projet pilote d'isolation de l'entre-toit à Schefferville auprès de la clientèle résidentielle.

Demandes

- 43.1** Veuillez indiquer si le projet pilote d'isolation de l'entre-toit à Schefferville est réalisé. Veuillez indiquer combien d'habitations sont visées. Veuillez fournir le calendrier du projet pilote.
- 43.2** Veuillez fournir les résultats obtenus jusqu'à maintenant.
- 43.3** Veuillez préciser en quoi ont consisté les *audits énergétiques visant l'enveloppe du bâtiment*.
- 43.4** Veuillez indiquer notamment le nombre et le type d'habitation qui ont fait l'objet des audits. Veuillez préciser si certains bâtiments ont été particulièrement visés.
- 43.5** Veuillez indiquer si ces audits sont terminés.
- 43.5.1** Si oui, veuillez présenter les résultats.

43.5.2 Si non, veuillez fournir le calendrier de réalisation

RÉFÉRENCE (i) | R-3864 | HQD-2 | Doc. 1 p. 18

Préambule :

La référence mentionne :

À plus long terme, le Distributeur déploiera tous les efforts requis pour exploiter commercialement les mesures d'économie d'énergie identifiées dans le PTE. Il évaluera notamment la faisabilité et le potentiel réalisable des mesures d'enveloppe du bâtiment en supplément à l'isolation de l'entre-toit. De plus, le Distributeur validera les coûts et la performance des technologies d'énergie renouvelable compte tenu du contexte et des conditions climatiques des réseaux autonomes. Si des technologies s'avèrent performantes et économiquement rentables, il priorisera leur implantation afin de réduire les besoins.

Demandes :

44.1 Veuillez préciser « À plus long terme ».

44.2 Veuillez présenter un calendrier de réalisation

**RÉFÉRENCE 1: | R-3649- | HQD-3 | Doc.1 Annexe 3
2006**

Préambule :

Dans une réponse fournie à la Régie dans le cadre du dossier R-3649-2006 (Plan d'approvisionnement 2008-2017), le Distributeur a produit une étude réalisée par le Centre Hélios en 2006 concernant les technologies permettant de réduire l'utilisation du diesel dans les territoires des réseaux autonomes (doc. B-14, HQD-3, doc. 1, Annexe 3).

Demandes

45.1 Est-ce que le Distributeur a réalisé ou commandé d'autres études sur ce sujet depuis 2006? Le cas échéant, veuillez la produire.

RÉFÉRENCE 1: | R-3864 | HQD-4 | Doc.1 p. 7 R. 15.2

Citation :

Le Distributeur réalise des audits énergétiques dans les réseaux autonomes depuis plusieurs années.

46.1 Veuillez produire une liste de chacun des audits énergétiques réalisés par le Distributeur dans les réseaux autonomes depuis 2000, en indiquant pour chacun :

46.1.1 la communauté concernée,

46.1.2 la date de l'audit, et du rapport,

46.1.3 les sujets et enjeux examinés, et

46.1.4 un résumé des résultats.

RÉFÉRENCE 1: | R-3864 | HQD-4 | Doc.1 p. 15 R. 18.4

Citation :

La stratégie du Distributeur en matière de gestion du bilan de puissance est la même dans tous les réseaux autonomes.

En premier lieu, le Distributeur vise à réduire les besoins de puissance en mettant de l'avant des mesures d'efficacité énergétique. Au-delà des moyens actuels (tarification dissuasive, PUEÉ et option d'électricité interruptible), le Distributeur

déploiera toute autre mesure de gestion de la demande en puissance (GDP) afin de réduire la demande de pointe.

Pour l'heure, il est prématuré d'établir des objectifs précis au chapitre de la GDP. L'objectif de la GDP de chaque réseau autonome ainsi que les mesures spécifiques pour l'atteindre ne peuvent être fixés avant que le potentiel commercialisable du PTÉ ne soit clairement établi.

Demandes

- 47.1** Veuillez préciser les étapes qui doivent être franchies afin d'établir clairement le potentiel commercialisable du PTÉ de la GDP.
- 47.2** Veuillez préciser, pour chacun des réseaux autonomes, l'échéancier pour franchir ces étapes.

K. Pertes électriques en réseaux autonomes

RÉFÉRENCE (i) | R-3864 | HQD-2 | Doc. 2 | Ann. 2A | p. 22

Préambule :

La référence mentionne :

Le taux de pertes de transport et de distribution pour 2012 s'est chiffré à 6,6 % pour l'ensemble des réseaux. Cette valeur est la plus petite des cinq dernières années en raison notamment d'une diminution significative du taux de pertes pour le réseau de Schefferville.

En effet, le tableau de la référence montre un taux de pertes de 22,7% en 2011 et de 14,5% en 2012 pour le réseau de Schefferville.

Demandes :

48.1 Veuillez expliquer cette diminution des pertes sur le réseau de Schefferville.

RÉFÉRENCE (i)	R-3864	HQD-2	Doc. 2	Ann. 2A	p. 22-24
RÉFÉRENCE (ii)	R-3776	B-0061		p. 41	

Préambule :

Selon la compréhension du RNCREQ, le tableau de la page 22 présente pour chacun des réseaux autonomes le taux de pertes de transport et de distribution en énergie calculé à partir de données mesurées (ventes et usages internes) et le taux de perte théorique obtenu au moyen de simulations de chacun de ces réseaux. On peut constater que le taux de pertes théoriques est généralement inférieur à la moitié du taux de pertes calculé.

À la page 23 de la référence (i) le Distributeur mentionne :
Ces simulations permettent d'évaluer les pertes dans les conducteurs, en plus des pertes à vides et en charge des transformateurs selon la puissance et les caractéristiques disponibles. Le Distributeur présente les résultats des simulations au tableau 2A-1.

À la page 24 de la même référence, le Distributeur présente l'explication suivante :
Ainsi, à l'exception du réseau de L'Île-d'Entrée, tous les réseaux avec des taux de pertes supérieurs à 5 % sur cinq ans présentent des taux observés supérieurs aux taux de pertes obtenus de manière théorique. Les écarts observés pourraient s'expliquer par plusieurs facteurs notamment l'imprécision de la modélisation des pertes théoriques et les hypothèses restrictives qui ne sont pas nécessairement représentatives de la configuration réelle du réseau. Pour ces raisons, le taux de pertes théorique ne peut être considéré comme une parfaite représentation de la réalité et ainsi, la comparaison avec les pertes observées doit être effectuée avec circonspection.

La référence ii présente la formule suivante permettant d'évaluer les pertes en énergie en fonction des pertes à la pointe.

$F_p = 0,85 F_u^2 + 0,15 F_u$
Fp = facteur de perte
Fu = Facteur d'utilisation ou facteur de charge

Demandes :

- 49.1** Veuillez confirmer que les taux de pertes théoriques indiqués au tableau 2A-1 correspondent à des pertes en énergie. Pour chacun des réseaux simulés, veuillez fournir la valeur de la puissance simulée ainsi que les pertes dans les conducteurs, les pertes à vides et les pertes en charge des transformateurs
- 49.2** Veuillez expliquer ce que vous entendez par *l'imprécision de la modélisation des pertes théoriques*. Veuillez notamment expliquer comment cette imprécision pourrait expliquer des pertes réelles plus de deux fois plus élevées que des pertes théoriques.
- 49.3** Veuillez présenter les *hypothèses restrictives* qui ont été utilisées pour les simulations et préciser comment celles-ci pourraient expliquer des pertes réelles plus de deux fois plus élevées que des pertes théoriques.
- 49.4** Veuillez indiquer si le taux de pertes théoriques en énergie a été calculé selon la même formule que celle apparaissant à la référence ii.
- 49.5** Si non, veuillez indiquer comment a été obtenu le taux des pertes en énergie.

RÉFÉRENCE (i)	R-3864	HQD-2	Doc. 2	Ann. 2A	p. 22 et-24
RÉFÉRENCE (ii)	R-3864	HQD-2	Doc. 2	Ann. 2A	p. 74

Préambule :

Le tableau de la page 22 de la référence (i) présente les réseaux qui ont été simulés pour obtenir les pertes théoriques. On peut constater que le taux de perte obtenu par simulation est de beaucoup inférieur au taux de pertes calculé, notamment pour les réseaux Akulivik, Kuujuarapik, Puvirnitug, Salluit et Tasiujaq, Lac-Robertson, Schefferville et Clova.

Par ailleurs à la page 24 de la même référence, le Distributeur mentionne :

De façon générale, pour l'ensemble des réseaux, la seule façon d'améliorer la précision des taux de pertes observés serait d'ajouter des points de mesurage. Toutefois, cette mesure n'est pas envisagée par le Distributeur car elle entraîne des coûts sans toutefois diminuer pour autant réellement les pertes électriques. Cependant, le Distributeur continuera à assurer un suivi des travaux en vue d'améliorer les données servant au calcul des pertes observées.

La référence (ii) présente le coût de revient de chacun des réseaux pour l'année 2012.

Demandes :

- 50.1** Pour chacun des réseaux identifiés, veuillez indiquer combien de points de mesurage seraient requis pour avoir une bonne précision des taux de pertes réels.
- 50.2** Veuillez préciser quel est le coût d'un point de mesurage.
- 50.3** Veuillez préciser si les valeurs de la colonne Entretien et exploitation du tableau de la référence (ii) sont des coûts unitaires variables en fonction de l'énergie produite.
- 50.4** Si non, veuillez fournir le coût de revient unitaire variable d'entretien et d'exploitation.
- 50.5** Pour les réseaux où cela s'applique, veuillez fournir le coût de revient unitaire dû au combustible.