

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

**RÉSEAUX AUTONOMES**



**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE)  
RELATIVE AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023 (LE PLAN) D'HYDRO-QUÉBEC  
DANS SES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ (LE DISTRIBUTEUR)**

**PLAN D'APPROVISIONNEMENT DES RÉSEAUX AUTONOMES**

- 14. Références :** (i) Pièce B-0010, p. 74;  
(ii) Pièce B-0010, p. 86.

**Préambule :**

(i)

**TABLEAU 3.2  
COÛT DE REVIENT, PAR RÉSEAU  
ANNÉE 2012**

	Total (en ¢/kWh)	Entretien et exploitation (en ¢/kWh)
<b>Îles-de-la-Madeleine</b>	33,7	6,6
<b>Nunavik</b>		
Akulivik	109,7	35,1
Aupaluk	119,4	45,0
Inukjuak	77,7	10,8
Ivujivik	132,4	51,3
Kangiqsualujuaq	78,8	14,0
Kangiqsujuaq	85,2	19,3
Kangirsuk	78,9	21,3
Kuujuuaq	86,0	5,3
Kuujuarapik	70,4	7,7
Puvimittuq	66,2	9,3
Quaqtaq	95,4	32,4
Salluit	65,0	12,3
Tasiujuaq	90,6	25,3
Umiujuaq	95,9	33,7
<b>Basse Côte-Nord</b>		
La Romaine	41,9	8,6
Lac-Robertson	40,5	7,2
Port-Menier	74,3	15,3
<b>Schefferville</b>	35,1	18,7
<b>Haute-Mauricie</b>		
Opitciwan	49,2	4,9
Clova	61,7	18,3

(ii) Le tableau 5.2 montre les différents types de compensation et/ou de subvention versés dans les différents territoires des réseaux autonomes dans le cadre des programmes d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉRA).

**Demandes :**

- 14.1 Veuillez accompagner le tableau 3.2 d'explications et de commentaires permettant de comprendre ce qui constitue, par réseau, le coût total de revient du kWh et les coûts d'entretien et d'exploitation.

**Réponse :**

Tel que décrit à la section 2.4 de la pièce HQD-13, document 1 (B-0058) du dossier R-3776-2011, le coût total de revient comprend les éléments suivants :

- Coût de carburant
- Frais d'exploitation et d'entretien
- Coût de transport, distribution, services à la clientèle, administration et soutien
- Programmes commerciaux
- Amortissement et intérêts

Le coût d'exploitation comprend les dépenses requises afin d'exploiter les centrales alors que le coût d'entretien comprend les dépenses requises afin d'assurer le maintien des centrales.

14.2 Veuillez ventiler le coût total fourni au tableau 3.2 non seulement en fonction des coûts d'entretien et d'exploitation mais également en indiquant dans trois autres colonnes les coûts de combustible des centrales électriques, les coûts d'amortissement des actifs et, le cas échéant, les coûts des PUEÉRA.

**Réponse :**

Le Distributeur considère que les coûts de revient présentés au tableau 3.2 constituent une information pertinente pour l'étude du coût de service aux fins de la détermination des tarifs. Les coûts de revient sont des données comptables qui reposent sur les décisions passées. Le Distributeur rappelle que cette information a été soumise dans certains dossiers tarifaires, la Régie la jugeant alors pertinente pour l'examen du coût de service.

Cependant, le Distributeur considère que les coûts pertinents aux analyses permettant d'effectuer les meilleurs choix énergétiques pour le futur sont les coûts économiques exprimés en coûts évités de fourniture de l'électricité. Les coûts évités de fourniture représentent les coûts pertinents pour l'analyse de la rentabilité du PGEÉ, pour l'établissement des structures tarifaires et pour l'examen des options de production d'électricité.

Le Distributeur a présenté le détail des coûts évités 2013 de chacun des réseaux autonomes dans le dossier tarifaire R-3854-2013 au tableau 2 de la pièce HQD-3, document 4 (B-0017).

**Par conséquent, le Distributeur soumet que les informations demandées dépassent le cadre de l'étude d'un plan d'approvisionnement du Distributeur.**

- 14.3 Si le coût des PUEÉRA n'est pas inclus dans le coût de revient du kWh électrique par réseau, veuillez le fournir à part en indiquant le nombre de litres de combustible à chauffage concernés par les programmes dans chaque réseau. Veuillez élaborer sur la notion de coûts évités pour le Distributeur des mesures du PTÉ visant les économies de chauffage au combustible et, le cas échéant, les fournir pour chacun des réseaux.

**Réponse :**

**Le coût du PUEÉ est inclus dans le coût de revient.**

**Concernant les mesures du PTÉ visant les économies de chauffage au mazout, les coûts évités correspondent à la prévision des prix du mazout établi pour les besoins de chauffage.**

- 14.4 Veuillez élaborer, dans le cas de Kuujuaq et d'Akulivik, sur l'impact qu'a eu ou qu'aura la mise en service des nouvelles centrales thermiques sur les coûts de revient présentés au tableau 3.2.

**Réponse :**

**La mise en service d'une nouvelle centrale entraîne généralement une amélioration du rendement des groupes moteur (kWh/litre) ainsi qu'une réduction des coûts d'entretien.**

**Pour la centrale de Kuujuaq, le rendement de la centrale s'est amélioré de près de 3 % et les coûts d'entretien ont diminué de près de 5 % entre 2009 et 2012. Pour la centrale d'Akulivik, le Distributeur prévoit une amélioration de son rendement de plus de 6 % de 2012 à 2016.**

**Par contre, les investissements engagés dans la construction d'une centrale entraînent nécessairement une hausse des coûts associés à l'amortissement et aux frais financiers.**

- 15. Références :**
- (i) Dossier R-3748-2010, décision D-2011-162, p. 94;
  - (ii) Pièce B-0009, HQD-2, document 1, p. 18;
  - (iii) Dossier R-3854-2013, pièce B-0038, p. 5;
  - (iv) Dossier R-3776-2011, pièce A-0039, p. 219 ;
  - (v) Dossier R-3414-2012, décision D-2013-037, p. 137 ;
  - (vi) Pièce B-0009, HQD-2, document 1, p. 12.

**Préambule :**

(i) « [338] *La Régie prend acte du fait que le Distributeur, conformément à la décision D-2011-028, entreprendra à l'automne 2011 une réévaluation du PTÉ pour les réseaux autonomes. Elle demande au Distributeur d'examiner spécifiquement les mesures de gestion de la consommation applicables à chaque réseau dans le cadre de cette réévaluation. L'impact de chacune des mesures étudiées, retenues ou non au PTÉ, devra y être distingué et quantifié. À partir de ce PTÉ, la Régie demande au Distributeur de quantifier son objectif de gestion de la consommation en réseaux autonomes. Le suivi relatif à ces demandes devra être déposé dans le cadre du plan d'approvisionnement 2014-2023.* » [Nous soulignons]

(ii) « À plus long terme, le Distributeur déploiera tous les efforts requis pour exploiter commercialement les mesures d'économie d'énergie identifiées dans le PTÉ. 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. » [Nous soulignons]

(iii) « Le potentiel technico-économique (PTÉ) d'efficacité énergétique représente les économies d'énergie et la réduction de la demande de puissance associées à l'implantation des mesures où cela est techniquement possible et dont le coût unitaire est inférieur ou égal au coût évité du Distributeur. » [Nous soulignons]

(iv) À propos de l'utilité des coûts évités des réseaux autonomes, le Distributeur explique que « Le niveau des coûts que l'on obtient est amplement suffisant pour faire tous les programmes qu'on veut. »

(v) « [551] *Par ailleurs, chacun des RA [réseaux autonomes] peut offrir l'occasion de tester des technologies ou des mesures à l'échelle de projets-pilotes de petite envergure. Les risques financiers liés à l'essai et à l'évaluation de telles mesures sont donc limités. En outre, l'impact économique des mesures d'efficacité énergétique, à l'échelle de ces réseaux, peut être considérablement plus important qu'en réseau intégré où les coûts évités sont beaucoup plus bas. **La Régie encourage le Distributeur à tester et à évaluer en conditions réelles les mesures les plus prometteuses identifiées dans le rapport d'analyse du PTÉ en efficacité énergétique dans les RA.*** »

(vi) Le tableau 3 présente l'impact des interventions en efficacité énergétique.

**Demandes :**

- 15.1 Veuillez préciser les programmes d'efficacité énergétique qui sont inclus dans les interventions en efficacité énergétique dont le tableau 3 donne l'impact [référence (vi)], en indiquant notamment les mesures identifiées au PTÉ en réseaux autonomes qui sont prévues être déployées et à partir de quelle année.

**Réponse :**

**Les mesures d'économie d'énergie prévues à l'horizon 2015 sont présentées au tableau 5.1 de la pièce HQD-2, document 2 (B-0010), annexe 5. Au-delà de 2015, les interventions en efficacité énergétique seront précisées au fur et à mesure de la validation du potentiel réalisable des mesures identifiées dans le PTÉ.**

**Les budgets feront l'objet d'approbation dans le cadre des dossiers tarifaires.**

- 15.2 Considérant les propos du Distributeur cités aux références iii) et iv) et l'extrait de décision en référence v), veuillez expliquer les raisons qui pourraient empêcher le Distributeur de procéder, sans délai additionnel, à des audits énergétiques de chacun des réseaux pour y élaborer des plans d'action prioritaires ou de réaliser des projets-pilotes de validation et d'évaluation en conditions réelles de mesures d'efficacité énergétique ou de gestion de la demande à la pointe à l'échelle d'un réseau autonome.

**Réponse :**

**Le Distributeur réalise des audits énergétiques dans les réseaux autonomes depuis plusieurs années. Par exemple, il a effectué des visites conseils auprès des ménages des Îles-de-la-Madeleine et de la Basse Côte-Nord, de 2007 à 2010. Ces visites ont permis d'implanter des mesures d'économie d'énergie spécifiques à chacun des ménages.**

**En particulier, le Distributeur a réalisé, depuis 2009, des audits énergétiques dans des bâtiments résidentiels et, en 2011, dans des bâtiments commerciaux pour le réseau de Schefferville. Ces audits ont conduit le Distributeur à mettre sur pied un programme de formation des travailleurs de la construction et un projet pilote d'isolation de l'entretoit. En 2013, des audits énergétiques ont été effectués dans des bâtiments résidentiels et commerciaux à Opitciwan. Les résultats de ces audits orienteront les actions futures du Distributeur dans ce réseau.**

- 16. Références :**
- (i) Dossier R-3748-2010, décision D-2011-162, p. 97;
  - (ii) Dossier R-3814-2012, décision D-2013-037, p. 136;
  - (iii) Pièce B-0009, p. 20 à 22.

**Préambule :**

(i) « [354] La Régie constate, du rapport d'expertise du RNCREQ, que des systèmes de JED commerciaux sont exploités depuis plus d'une décennie. Elle rappelle que le premier projet de JED devait être mis en service au Nunavik en 2008. 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. » [Nous soulignons]

(ii) « [549] À ce sujet, la Régie réitère que le Distributeur doit développer un plan de déploiement concret et rapide de jumelage éolien-diesel (JED) en RA, pour dépôt dans le cadre du plan d'approvisionnement 2014-2023. »

(iii) Dans la section 5.2.2, le Distributeur présente l'état d'avancement des projets d'utilisation des énergies renouvelables. À propos du JED, le Distributeur indique :

« Le Distributeur poursuit son analyse relativement aux deux projets en cours, à savoir celui aux Îles-de-la-Madeleine et l'autre au Nunavik (Kangiqsualujjuaq). Actuellement, les résultats des analyses techniques de l'intégration aux réseaux des centrales de Cap-aux-Meules et de Kangiqsualujjuaq 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. » [Nous soulignons]

**Demandes :**

- 16.1 Veuillez déposer les résultats obtenus à ce jour des analyses techniques de l'intégration aux réseaux des centrales de Cap-aux-Meules et de Kangiqsualujjuaq.

**Réponse :**

**Les résultats préliminaires des études techniques démontrent qu'il serait techniquement possible de réaliser un projet de jumelage éolien diesel (JED) à Cap-aux-Meules et à Kangiqsualujjuaq.**

**Centrale de Cap-aux-Meules**

Le site des éoliennes se trouve au nord-est de l'archipel, dans le secteur de la Dune-du-Nord. Compte tenu des contraintes de Nav Canada (NavCan), le site est plus en retrait que celui initialement choisi. Un règlement modifiant le plan de zonage a été adopté en conséquence.

L'étude technique a été réalisée avec un concept comprenant trois éoliennes d'une puissance nominale de 2,05 MW. La puissance nominale du parc serait donc de 6,15 MW.

Afin d'assurer la stabilité d'alimentation, les impacts seront minimisés par des modifications prévues au réseau et validés en simulation. Un volant d'inertie de 1,5 MW permettra de supporter le réglage fréquence-puissance.

La production annuelle est estimée à environ 22,5 GWh, correspondant à un FU de 42 %.

**Centrale de Kangiqsuallujuaq**

L'éolienne serait installée à 1,2 km de la centrale.

L'étude technique a été réalisée sur la base d'une éolienne d'une puissance nominale de 800 kW, dont la construction permettrait de faire face à des conditions climatiques arctiques.

L'étude technique a permis de définir les modes d'exploitation et les systèmes à mettre en place afin d'assurer une exploitation optimale du réseau à savoir, une exploitation qui minimise les impacts pour le client, et ce, même lors de perturbations. Un volant d'inertie de 250 kW permettra de supporter le réglage fréquence-puissance.

La production annuelle est estimée à environ 1,7 GWh, ce qui correspond à un FU de 24 %.

- 16.2 Veuillez indiquer à quel moment les analyses de la rentabilité des projets de Cap-aux-Meules et de Kangiqsuallujuaq seront complétées. Si elles ne peuvent être complétées avant le début de mai 2014, veuillez exposer en détail les raisons.

**Réponse :**

**Le Distributeur a procédé à des analyses économiques préliminaires de chacun des deux projets. Ces analyses ont été effectuées sur la base de la phase 1 des études d'avant-projet.**

**En utilisant comme hypothèse les coûts établis lors de la phase 1, les résultats des analyses économiques démontrent que le projet de JED à Kangiqsuallujuaq ne serait pas rentable à cette étape-ci, alors que celui de Cap-aux-Meules comporterait un léger avantage économique. Par ailleurs, l'implantation du JED aux Îles-de-la-Madeleine devra être analysée à la lumière d'un scénario de raccordement possible au poste de Percé.**

**La phase 2 des avant-projets permettra au Distributeur de préciser, d'une part, le mode d'exploitation à mettre en place et, d'autre part, les coûts de chaque projet. L'obtention des résultats de la phase 2 des avant-projets nécessitera un échéancier d'au moins 12 mois après leur lancement respectif.**

- 16.3 Veuillez justifier le retard de 2 ans dans le dépôt de la mise à jour du rapport d'expertise sur le développement du JED en réseaux autonomes, demandé par la Régie à la référence (i).

**Réponse :**

**Le Distributeur réitère que le rapport d'expertise sur le développement du JED en réseaux autonomes ne peut être produit et déposé tant que les études des projets de Cap-aux-Meules et de Kangiqsuallujuaq ne seront pas complétées<sup>1</sup>.**

**Le Distributeur rappelle que le rejet des sites par NavCan l'a obligé à identifier de nouveaux sites pour les projets, ce qui a eu un impact majeur sur l'échéancier des études. Le Distributeur a également dû mandater un expert afin de revoir les sites identifiés dans le rapport d'expertise mentionné à la référence (i).**

- 16.4 Veuillez commenter sur la faisabilité de déposer la mise à jour du rapport d'expertise sur le développement du JED aux Îles-de-la-Madeleine et au Nunavik

---

<sup>1</sup> Voir la réponse à la question 2.1 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie relative à l'État d'avancement 2012 du Plan d'approvisionnement 2011-2020.

ainsi que le plan de déploiement concret et rapide du JED, demandé par la Régie à la référence (i), au début de mai 2014. Dans le cas où cela serait impossible, veuillez exposer en détail les raisons.

**Réponse :**

**Voir la réponse à la question 16.3.**

- 17. Références :**
- (i) Dossier R-3740-2010, décision D-2011-028, p. 148 et 149;
  - (ii) Dossier R-3748-2010, décision D-2011-162, p. 101;
  - (iii) Dossier R-3776-2011, décision D-2012-024, p. 169;
  - (iv) Pièce B-0009, pages 16 à 19.

**Préambule :**

(i) La Régie maintenait, pour l'année 2011, le gel du tarif en vigueur à Schefferville en 2008, le temps d'initier et de mettre en place un plan d'efficacité énergétique particulier et adapté pour cette région.

(ii) « [367] *Malgré ces explications, la Régie demeure préoccupée par la consommation unitaire élevée à Schefferville et demande au Distributeur de déposer, dans le cadre du plan d'approvisionnement 2014-2023, un plan d'action spécifique à ce réseau, incluant les actions entreprises et prévues, en termes d'économie d'énergie et de gestion de la consommation, en tenant notamment compte des stratégies tarifaires et de recouvrement examinées dans le cadre d'autres dossiers.* » [Nous soulignons]

(iii) « [663] *La Régie demande au Distributeur de concevoir des mesures concrètes de gestion de la demande en puissance à Schefferville dès que les résultats de l'analyse de PTÉ en cours pour les réseaux autonomes seront disponibles.* »

(iv) La section 5.1 présente les interventions en efficacité énergétique dans le cadre de la stratégie d'approvisionnement du Distributeur pour les réseaux autonomes. Les seules mentions relatives à Schefferville sont les suivantes :

- « *S'inspirant de l'expérience réalisée en 2013 dans les écoles de Schefferville, le Distributeur entend poursuivre ses activités de sensibilisation en ciblant davantage les étudiants et ce, pour l'ensemble des réseaux. Par ailleurs, tel qu'annoncé dans son dossier tarifaire 2014-2015, le Distributeur a débuté un projet pilote d'isolation de l'entretoit à Schefferville auprès de la clientèle résidentielle.* »
- « *En vue d'exploiter les moyens de gestion de la puissance identifiés dans le PTÉ, le Distributeur mettra l'emphase sur les actions suivantes : 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;* »

**Demande :**

- 17.1 Veuillez présenter le plan d'action du Distributeur en efficacité énergétique et en gestion de la demande en puissance spécifique au réseau de Schefferville, demandé par la Régie.

**Réponse :**

**En matière d'économie d'énergie, les mesures ayant le plus fort potentiel technico-économique (PTÉ) ont trait à l'isolation thermique des toits, des murs et des planchers. Ainsi, le Distributeur a débuté un projet pilote d'isolation de l'entretoit visant les trois communautés de Schefferville. Ce projet se poursuivra jusqu'en 2015. Le Distributeur continue également ses travaux sur l'identification du potentiel réalisable des autres mesures touchant l'enveloppe du bâtiment, soit l'isolation des murs et des planchers, qui requièrent généralement des travaux plus importants. Il continuera également ses activités de sensibilisation à l'efficacité énergétique particulièrement dans les écoles.**

**Quant à la gestion de la demande en puissance, le Distributeur a débuté en décembre 2013 la sensibilisation de la population à la consommation de pointe hivernale. Le Distributeur poursuit l'analyse des mesures identifiées dans le PTÉ et privilégiera le développement de nouveaux programmes de gestion de la demande en puissance dans la mesure où la faisabilité et la rentabilité des interventions sont démontrées.**

- 18. Références :**
- (i) Dossier R-3748-2010, décision D-2011-162, p. 103;
  - (ii) Dossier R-3854-2013, pièce A-0059, p. 69 à 72;
  - (iii) Pièce B-0010, HQD-2, document 2, p. 85;
  - (iv) Pièce B-0009, HQD-2, document 1, p. 15;
  - (v) [http://www.yukonenergy.ca/media/site\\_documents/1141\\_Consevation%20Potential%20Review%20Final%20Report%202012%20-%20Residential%20Chapter1.pdf](http://www.yukonenergy.ca/media/site_documents/1141_Consevation%20Potential%20Review%20Final%20Report%202012%20-%20Residential%20Chapter1.pdf);
  - (vi) Dossier R-3854-2013, pièce B-0088, p. 98.

**Préambule :**

- (i) « [375] La Régie est d'avis que le Distributeur doit considérer simultanément, pour les réseaux autonomes, les aspects de production, de tarification et d'efficacité. À cette fin, elle lui demande de présenter, dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement, une stratégie, par réseau autonome, sur un horizon de dix ans, couvrant ces différents aspects. »

(ii) En réponse à UC qui le questionne sur les raisons pour lesquelles il n'y a aucun potentiel associé au chauffage des locaux au Nunavik, le Distributeur explique ceci :

*« Bien, au Nunavik, le chauffage des locaux évidemment ça chauffe au mazout donc il n'est pas dans le potentiel électrique. [...] le chauffage d'appoint, ce n'est pas une mesure [...] ce n'est pas dans le potentiel [...] Le chauffage d'appoint c'est un constat qu'on fait à partir de certaines informations [...] c'est une question de tarification. [...] Il n'y a pas de coûts de mesure. Le client ne consommerait pas puis c'est une question de tarif. »*

(iii) Le tableau 5.1 présente les interventions en efficacité énergétique par réseau.

(iv) Le tableau 4 présente les marges (déficits) de puissance par réseau à l'horizon 2023.

(v) À la page vii de l'étude de Marbek, on apprend que les « Block-heaters – Car warmers » représentent une consommation équivalente à celle des téléviseurs au Yukon. À la page 99, on voit que des mesures portant sur cet usage de l'électricité pourraient le réduire de 23 % à l'horizon 2030 pour une fraction de 3 % des économies totales identifiées, soit autant ou plus que les mesures visant les télévisions et les appareils électroniques. À la page 110 (Exhibit 62) de cette même étude, on voit que la gestion de cet usage de l'électricité offre le deuxième plus important potentiel de la gestion de la puissance à la pointe.

(vi) *« Le Distributeur a limité l'analyse du PTÉ en gestion de la demande en puissance aux seuls mois d'hiver car la pointe annuelle des besoins de puissance de tous les réseaux coïncide toujours avec les mois d'hiver. »*

#### **Demandes :**

18.1 Veuillez expliquer les raisons pour lesquelles la pointe annuelle des réseaux autonomes au nord du 53° parallèle a lieu en hiver.

#### **Réponse :**

**Les réseaux autonomes au nord du 53° parallèle sont caractérisés par une importante variation des heures d'ensoleillement, soit entre 6 heures au solstice d'hiver et 18 heures au solstice d'été. Ainsi, l'analyse des profils de la demande en fonction des heures d'ensoleillement démontre que l'éclairage explique une large part de la charge additionnelle à la pointe d'hiver.**

**En outre, les habitudes saisonnières et la présence de chauffage d'appoint contribueraient également à l'occurrence de la pointe en hiver.**

18.2 Veuillez présenter la stratégie du Distributeur visant à réduire, voire à éliminer, l'usage du chauffage d'appoint électrique.

**Réponse :**

Dans le dossier tarifaire R-3854-2013, le Distributeur a présenté, à la demande de la Régie, une mise à jour de la tarification au nord du 53<sup>e</sup> parallèle. Aux tarifs domestiques, il a proposé d'accentuer graduellement le signal de prix de la 2<sup>e</sup> tranche d'énergie (hausse moyenne des tarifs domestiques de +8 %) pour qu'il reflète éventuellement le coût évité en réseaux autonomes au nord du 53<sup>e</sup> parallèle et incite ainsi les consommateurs à faire une utilisation efficace de l'électricité, ce qui se traduit principalement par l'utilisation du mazout comme source d'énergie pour le chauffage dans le présent cas.

Par ailleurs, le Distributeur s'est engagé à intensifier ses efforts de sensibilisation auprès des organismes responsables du paiement de la presque totalité des factures d'électricité au Nunavik. Dès 2014, le Distributeur entend travailler en étroite collaboration avec les organismes locaux pour établir un diagnostic complet des causes réelles de la consommation en 2<sup>e</sup> tranche et pour identifier rapidement les solutions susceptibles d'être implantées et acceptées par les communautés.<sup>2</sup>

18.3 Veuillez préciser les mesures prévues être déployées par le Distributeur au tableau 5.1 de la référence (iii) qui sont spécifiques aux réseaux autonomes et/ou propres à la nordicité des réseaux au nord du 53<sup>e</sup> parallèle, par exemple en ce qui concerne la gestion des chauffe-blocs-moteurs, un usage spécifique de l'électricité dans les climats nordiques.

**Réponse :**

La gestion des chauffe-blocs-moteurs n'est pas prévue dans le tableau 5.1 de la référence (iii) pour le réseau du Nunavik. Comme mentionné précédemment, le Distributeur entend travailler en étroite collaboration avec les organismes locaux pour établir un diagnostic de la consommation d'électricité des ménages des réseaux au nord du 53<sup>e</sup> parallèle. Ce diagnostic permettra au Distributeur d'explorer de nouvelles interventions, incluant la gestion des chauffe-blocs-moteurs, si

---

<sup>2</sup> Comme le Distributeur en a témoigné dans le dossier R-3854-2013 (voir les notes sténographiques du 12 décembre 2013, pages 46 à 48).

**cette mesure s'avère une piste intéressante pour la réduction des besoins de puissance.**

- 18.4 La Régie constate que pour présenter la stratégie par réseau autonome qu'elle a demandé, le Distributeur a regroupé les 14 villages du Nouveau-Québec sous la seule rubrique « *Nunavik* ». Or, le tableau 4 de la référence (iv) montre que certains villages auront besoin d'ajouts de capacité plus tôt que d'autres. Veuillez présenter la stratégie du Distributeur pour prioriser des actions dans ces réseaux afin de retarder au maximum le besoin d'un ajout de capacité dans ses centrales thermiques, que ce soit par des mesures d'efficacité énergétique, de gestion de la demande de puissance ou par la production décentralisée d'électricité.

**Réponse :**

**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.**

**Afin de réduire le déficit à court terme de certaines centrales du Nunavik, le Distributeur continue ses interventions en proposant de nouveaux programmes (programme résidentiel d'éclairage efficace et programme d'éclairage public au DEL) et en maintenant ses efforts de sensibilisation (trousse éducative dans les écoles) qui consistent à cibler les mesures comportementales. Le Distributeur envisage aussi d'étendre sa campagne de sensibilisation de la pointe hivernale à l'ensemble des villages du Nunavik.**

**En deuxième lieu, si les interventions en efficacité énergétique s'avèrent insuffisantes pour pallier le déficit de puissance, le Distributeur agira sur l'offre en procédant, au moment opportun, à des ajouts de capacités suffisants - notamment par l'installation de génératrices mobiles - pour assurer la fiabilité des approvisionnements de chaque réseau.**

- 19. Références :**
- (i) Pièce B-0009, HQD-2, document 1, p. 5;
  - (ii) Pièce B-0009, HQD-2, document 1, p. 7;
  - (iii) <http://www.newswire.ca/fr/story/1264881/gaz-metro-gnl-lance-un-appel-de-soumissions-sans-engagement-pour-du-gaz-naturel-liquefie> ;
  - (iv) <http://affaires.lapresse.ca/economie/energie-et-ressources/201310/22/01-4702178-gaz-metro-un-client-a-1000-km-de-distance.php> ;
  - (v) [http://www.yukonenergy.ca/media/site\\_documents/LNG\\_Life\\_Cycle\\_Assessment\\_-\\_Pembina\\_Institute\\_-\\_Final\\_Report](http://www.yukonenergy.ca/media/site_documents/LNG_Life_Cycle_Assessment_-_Pembina_Institute_-_Final_Report) ;
  - (vi) [http://www.yukonenergy.ca/media/site\\_documents/1260\\_ICF%20Marbek%20Final%20Report\\_LNG\\_lifecycle\\_july2013.pdf](http://www.yukonenergy.ca/media/site_documents/1260_ICF%20Marbek%20Final%20Report_LNG_lifecycle_july2013.pdf) .

**Préambule :**

(i) « Le Distributeur assure sa mission de base dans les réseaux autonomes, à savoir, combler les besoins de la clientèle tant à court terme qu'à long terme et ce, à moindre coût. »

(ii) « Le coût de fonctionnement des centrales thermiques est très élevé compte tenu du prix des combustibles (voir l'annexe 3). De plus, la plupart des centrales étant désuètes, elles nécessiteront éventuellement des investissements en vue d'en assurer la pérennité. [...] Outre les enjeux de capacité de production, le Distributeur doit également faire face à des excédents d'émission de CO<sub>2</sub> pour la centrale de Cap-aux-Meules. En 2012, le niveau d'émission de la centrale dépassait 125 000 tonnes d'équivalents CO<sub>2</sub>, 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. »

(iii) et (iv) Les extraits de presse cités en référence montrent que le gaz naturel liquéfié (GNL) devient une option pouvant être économiquement considérée en territoires éloignés.

(v) À la page 28 du rapport *LNG for Yukon Energy Power Generation A Life cycle Emissions inventory* (The Pembina Institute, juillet 2013) on peut lire : « The environmental performance of the LNG system modelled was better than the diesel pathway across all categories of environmental impact. ./.. LNG performance is specific to Shell's Jumping Pound facility. »

(vi) À la page (iii) du rapport final *Yukon Plant Fuel Life Cycle Analysis* (ICF International, 2 juillet 2013), on peut lire :

« Yukon Energy Corporation (YEC) wants to understand direct and indirect environmental consequences associated with the use of liquefied natural gas (LNG) for power generation at an electricity generating facility (planned project) versus an equivalently sized diesel-fueled facility in the city of Whitehorse. [...] The full lifecycle, from drilling through full production and processing, transportation of fuel to Whitehorse and combustion to generate electricity has been considered for each alternative studied, which constitutes three pathways from wellhead to transmission line. The study pathways are:

**Réponses à la demande de renseignements n°1  
de la Régie**

1. *Conventional natural gas extraction and processing in the Foothills of Alberta to produce LNG for transportation to Whitehorse and subsequent electricity generation using a natural gas fired engine;*
2. *Shale (unconventional) gas extraction using hydraulic fracturing in northeastern British Columbia to produce LNG for transportation to Whitehorse and subsequent electricity generation using a natural gas fired engine; and*
3. *Crude extraction on the North Slope of Alaska, transportation of the crude to a refinery in northwestern Washington to produce diesel fuel, followed by transportation of the diesel to Whitehorse and subsequent electricity generation using a diesel fired engine.*

		<b>GHG</b> kg CO <sub>2</sub> e/MWh	<b>NOx</b> kg NO <sub>x</sub> /MWh	<b>SO<sub>2</sub></b> kg SO <sub>2</sub> /MWh	<b>CO</b> kg CO/MWh	<b>PM</b> kg PM/MWh	<b>Water</b> L/MWh
Shale Gas	Base Case	594.3	2.1	0.2	1.2	0.2	178.2
Conventional Natural Gas	Base Case	679.5	2.3	2.2	1.7	0.7	5.6
Diesel	Base Case	694.8	17.8	1.2	1.2	1.1	52.9

**Demandes :**

- 19.1 Veuillez élaborer sur la position du Distributeur à l'égard du GNL et sur ses intentions de procéder à des analyses de faisabilité économique et environnementale sur l'utilisation du GNL comme option de remplacement du diesel dans les réseaux autonomes.

**Réponse :**

**Comme pour les projets d'énergie renouvelable, les formes d'énergie complémentaires ou alternatives au mazout doivent s'avérer techniquement réalisables, économiquement rentables, acceptables du point de vue environnemental et accueillis favorablement par les communautés concernées.**

**Or, selon le Distributeur, il existe des contraintes importantes concernant l'utilisation du GNL dans les réseaux autonomes, notamment en ce qui a trait aux équipements de production, aux infrastructures d'entreposage et aux moyens de transport du GNL.**

- **Les centrales thermiques présentement en service dans les réseaux autonomes ne peuvent être converties au GNL. En fait, dans l'hypothèse d'une conversion au GNL, le Distributeur considère qu'il serait préférable de procéder à l'installation de nouvelles unités de production, fonctionnant exclusivement au GNL ou en mode « dual fuel », plutôt que de procéder à la conversion des unités de production actuelles.**

- Les infrastructures actuelles d'entreposage du mazout ne permettent pas le stockage du GNL, ce dernier devant, notamment, être maintenu à -160°C afin de demeurer liquide.
- À l'exception de Clova et d'Opitciwan, le transport du carburant des réseaux autonomes s'effectue par bateaux à raison de deux fois par année au Nunavik. Dans certains cas, le transbordement doit être complété par barges. Aucun réseau autonome ne dispose d'installations permettant le transbordement du GNL. Ces dernières sont particulièrement imposantes et difficilement acceptées par les communautés concernées.
- En raison du peu de fréquence des bateaux, les infrastructures d'entreposage de GNL au Nunavik devraient avoir une capacité suffisante pour permettre un stockage assurant l'alimentation pour une année complète.
- Clova et Opitciwan sont les seuls réseaux autonomes accessibles par route. Pour ce qui est de Clova, la puissance des groupes électrogènes fonctionnant au GNL, présentement disponibles sur le marché, est supérieure aux besoins de la communauté. À Opitciwan, le Distributeur souligne qu'un projet à partir de la biomasse fait présentement l'objet d'une étude par la communauté.

Par conséquent, il n'y a pas de projets qui répondent présentement aux critères, à savoir qu'ils s'avèrent techniquement réalisables, économiquement rentables, acceptables du point de vue environnemental et accueillis favorablement par les communautés concernées.

19.2 Veuillez expliquer le processus par lequel le Distributeur s'est vu octroyer des allocations d'émissions de gaz à effet de serre correspondant à seulement 20 % des émissions de la centrale de Cap-aux-Meules.

**Réponse :**

**Le Distributeur doit acquérir tous les droits d'émission nécessaires afin de couvrir la totalité des émissions de la centrale de Cap-aux-Meules.**

19.3 Veuillez expliquer de quelle façon le système de plafonnement et d'échange d'émissions (SPÉDÉ) a ou aura une influence, directe ou indirecte, sur les coûts de fonctionnement des autres centrales thermiques des réseaux autonomes.

**Réponse :**

La centrale thermique de Cap-aux-Meules est la seule centrale thermique en réseau autonome qui émet plus de 25 000 tonnes d'équivalent CO<sub>2</sub> par année, sur la période du Plan (Voir la pièce HQD-2, document 1 (B-0009), page 7, note 3).

- 20. Références :** (i) Pièce B-0010, p. 45;  
(ii) Pièce B-0010, p. 34;  
(iii) [http://www.desjardins.com/fr/a\\_propos/etudes\\_economiques/conjoncture\\_quebec/etudes\\_regionales/eegasmad.pdf](http://www.desjardins.com/fr/a_propos/etudes_economiques/conjoncture_quebec/etudes_regionales/eegasmad.pdf).

**Préambule :**

(i) Le Distributeur prévoit, à l'horizon du Plan une croissance annuelle moyenne de 0,8 % du nombre d'abonnements résidentiels, de 1,1 % des ventes d'énergie et de 1,0 % des besoins de puissance à la pointe.

**TABLEAU 2C-2  
PRÉVISION DE LA DEMANDE - ÎLES-DE-LA-MADELEINE**

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Crois. annuelle moy. 2013-2023
<b>Abonnements résidentiels et agricoles</b>	6 661	6 725	6 799	6 870	6 930	6 982	7 034	7 086	7 131	7 170	7 199	0,8%
<b>Ventes (GWh)</b>	172,4	175,2	177,5	180,4	181,7	183,6	185,5	188,0	189,0	190,6	192,1	1,1%
<i>dont résidentiel et agricole (GWh)</i>	96,7	98,3	99,8	101,6	102,5	103,7	104,8	106,4	107,1	108,1	108,9	1,2%
<b>Pertes, consommation des centrales et usage interne (GWh)</b>	22,1	22,4	22,7	23,1	23,3	23,5	23,7	24,1	24,2	24,4	24,6	1,1%
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	194,4	197,6	200,2	203,5	205,0	207,1	209,2	212,0	213,2	215,0	216,7	1,1%
<b>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></b>	41,73	42,22	42,62	42,95	43,41	43,87	44,33	44,75	45,15	45,51	45,91	1,0%
<b>Interventions en efficacité énergétique</b>	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
<i>Economies d'énergie</i>												
<i>Ventes (GWh)</i>	9,2	9,6	10,6	11,5	12,5	13,4	14,4	15,3	16,3	17,2	18,2	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>†</sup></i>	2,27	2,44	2,67	2,90	3,12	3,35	3,58	3,81	4,03	4,26		
<i>Utilisation efficace de l'énergie</i>												
<i>Ventes (GWh)</i>	43,8	44,5	45,2	46,0	46,4	46,9	47,4	48,1	48,4	48,9	49,3	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>†</sup></i>	15,38	15,64	15,86	16,14	16,28	16,46	16,64	16,89	17,00	17,16		

<sup>1</sup> Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

(ii) Le tableau 2B-2 montre que le nombre total d'abonnements a augmenté de 423 en 2012 par rapport aux 7 100 abonnements de 2006. On observe 441 abonnements résidentiels de plus en 2012 par rapport aux 6 152 de 2006, soit une augmentation de 7,2 % du nombre d'abonnés résidentiels. Il y a donc eu une baisse du nombre d'autres types d'abonné. Les besoins d'énergie sont passés de 179,2 GWh en 2006 à 187,7 GWh en 2012, soit une augmentation de 4,7 %. Sur la même période, les besoins de puissance à la pointe sont passés de 35 à 42 MW soit une augmentation de 20 %.



de la population par groupes d'âge de cette région. Sur la base de ces données démographiques, la croissance annuelle moyenne des abonnements résidentiels et agricoles sur la période 2013-2023 est de 0,8 % alors qu'elle était de 1,2 % sur la période 2006-2012.

- 20.2 Veuillez élaborer sur les hypothèses permettant au Distributeur de prévoir, à l'horizon du Plan, une croissance moyenne des ventes d'énergie de 1,1 % et de la demande en puissance de 1,0 %, en expliquant notamment comment les données démographiques sont prises en compte et quelles mesures d'efficacité énergétique et de gestion de la demande sont incluses dans cette prévision.

**Réponse :**

Tel que décrit à la réponse à la question 20.1, les données démographiques spécifiques aux Îles-de-la-Madeleine sont prises en compte lors de l'établissement de la prévision des abonnements. Sur la période du Plan, la croissance des abonnements résidentiels et agricoles est de 0,8 %, soit une croissance comparable à celle de la demande en énergie prévue. De plus, la prévision de la demande tient compte de l'évolution de la consommation unitaire observée au cours des dernières années et de l'ensemble des mesures d'efficacité énergétique planifiées par le Distributeur. Ces mesures sont présentées au tableau 3 à la pièce HQD-2, document 1 (B-0009).

La croissance de la prévision en puissance à la pointe découle, quant à elle, de la croissance de la demande en énergie.

- 20.3 Considérant la croissance de 4,7 % des ventes d'énergie et de 20 % de la demande de puissance à la pointe entre 2006 et 2012, veuillez élaborer sur la performance du PGEÉ et du PUEÉRA aux Îles-de-la Madeleine entre 2006 et 2012, notamment compte tenu de la décroissance de 2,6 % de la population qui a été observée sur cette période.

**Réponse :**

Le Distributeur réfère en premier lieu à la réponse à la question 20.1 concernant la décroissance de la population sur la période 2006 à 2012.

Par ailleurs, la croissance des besoins réels en puissance à la pointe sur la période 2006 à 2012 est de 11,4 % (42,06 MW à l'hiver 2012-2013 par rapport au 37,75 MW de l'hiver 2006-2007) plutôt que de 20 % (42,06 MW à l'hiver 2012-2013 par rapport au 35,04 MW de l'hiver 2005-2006) qui tient compte d'une année supplémentaire.

De plus, afin d'apprécier l'évolution de la demande, l'analyse comparative de croissance doit s'appuyer sur des valeurs normalisées pour les conditions climatiques au lieu des valeurs réelles de la référence (ii). Le tableau ci-dessous présente la croissance cumulative sur six ans des besoins en énergie et en puissance à la pointe normalisés pour les conditions climatiques. Ainsi, les besoins en énergie normalisés ont crû de 4,4 % sur la période 2006 à 2012 alors que les besoins en puissance à la pointe normalisés ont crû de 7,2 % sur la même période. Sans les efforts du PGEÉ sur la période 2006 à 2012, la croissance des besoins en énergie et en puissance à la pointe aurait été respectivement de 9,4 % et 12,4 %. Ainsi, les programmes d'économie d'énergie ont contribué à réduire la croissance des besoins en énergie et en puissance de l'ordre de 50 %.

**TABLEAU R-20.3  
 CROISSANCE DE LA DEMANDE AUX ÎLES-DE-LA-MADELEINE**

	Année		Croissance 6 ans	
	2006	2012	(en nombre)	(en %)
<b>Abonnement</b>	<b>7101</b>	<b>7524</b>	<b>423</b>	<b>6,0%</b>
dont résidentiel et agricole	6152	6593	441	7,2%
<b>Besoins en GWh</b>	Année		Croissance 6 ans	
	2006	2012	(en GWh)	(en %)
Besoins en énergie réels	179,2	187,7	8,5	4,8%
Normalisation pour les conditions climatiques	3,4	2,8		
Besoins en énergie normalisés	182,5	190,6	8,0	4,4%
Besoins en énergie normalisés (avant PGEÉ)	182,5	199,7	17,2	9,4%
<b>Besoins en puissance à la pointe (en MW)</b>	Hiver		Croissance 6 ans	
	2006-07	2012-13	(en MW)	(en %)
Besoins en puissance à la pointe réels	37,75	42,06		11,4%
Normalisation pour les conditions climatiques	0,88	-0,66		
Besoins en puissance à la pointe normalisés	38,63	41,40	2,8	7,2%
Besoins en puissance à la pointe normalisés (avant PGEÉ)	38,68	43,49	4,8	12,4%

Quant au PUEÉ aux Îles-de-la-Madeleine, près de 2 900 clients participaient en 2013 à ce programme permettant ainsi une réduction annuelle d'environ 50 GWh des besoins en énergie et de 15 MW des besoins en puissance à la pointe.

20.4 Considérant la croissance de 4,7 % des ventes d'énergie et de 20 % de la demande de puissance à la pointe entre 2006 et 2012, veuillez élaborer sur ce qui permet au Distributeur de croire que la croissance de la demande de puissance à la pointe sera à peu près égale à la croissance de la demande d'énergie à l'horizon du Plan.

**Réponse :**

**Voir les réponses aux questions 20.2 et 20.3.**

**Bien que, tel qu'il appert du tableau R-20.3, la croissance des besoins en énergie normalisés diffère légèrement de celle des besoins en puissance normalisés, le Distributeur tient à préciser qu'il faut être prudent avec ce type d'analyse comparative. En effet, une telle analyse est tributaire du choix arbitraire de début et de fin de la période analysée. Ainsi, sur un historique plus long, la croissance des besoins en énergie normalisés est à peu près égale à celle des besoins de puissance à la pointe normalisés.**