

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

**POTENTIEL TECHNICO-ÉCONOMIQUE DE GESTION
DE LA DEMANDE EN PUISSANCE**

1. **Références :**
- (i) Décision D-2011-162, dossier R-3748-2010, page 50;
 - (ii) Potentiel technico-économique de gestion de la demande en puissance – Réseau intégré, 31 octobre 2012;
 - (iii) ÉAPA 2012, pages 18 et 19;
 - (iv) ÉAPA 2012, page 24, tableau 4.3.

Préambule :

Dans sa décision D-2011-162, à la référence (i), la Régie demande ce qui suit :

« [159] La Régie demande au Distributeur d'examiner spécifiquement le PTÉ de la gestion de la consommation, pour tous les secteurs, et de déposer un rapport à cet égard dans l'état d'avancement 2012 du Plan. L'impact de chacune des mesures étudiées, retenues ou non au PTÉ, devra y être distingué et quantifié.

[160] À partir de ce PTÉ, la Régie demande au Distributeur de quantifier et de lui soumettre, dans le cadre du plan d'approvisionnement 2014-2023, son objectif de réduction de la pointe par des mesures concrètes de gestion de la consommation. » [référence omise – nous soulignons]

Le Distributeur dépose, à la référence (ii), un rapport relatif au potentiel technico-économique (PTÉ) de la gestion de la demande en puissance pour tous les secteurs de consommation en réseau intégré.

À la référence (iii), il explique ce qui suit :

« Pour le secteur résidentiel, le PTÉ de la gestion de la demande en puissance est d'environ 800 MW. [...] Au cours des prochaines années, le Distributeur poursuivra ses analyses en vue de quantifier le potentiel réalisable à long terme [...]

Pour le secteur commercial et institutionnel, le PTÉ de la gestion de la demande en puissance se situe à environ 1 300 MW [...]. Le potentiel commercialement réalisable de ces mesures reste toutefois à être démontré [...]. De plus, le PTÉ du secteur commercial et institutionnel ne peut être cumulé à celui du secteur résidentiel, en raison des reprises de charge qui accompagnent généralement les réductions des besoins de puissance associées aux mesures de gestion de la demande en puissance de ces deux secteurs. Le PTÉ maximal combiné des secteurs résidentiel, commercial et institutionnel est donc de l'ordre de 1 300 MW. [...]

Suite aux résultats du PTÉ de la gestion de la demande en puissance, et tel que mentionné précédemment, le Distributeur poursuivra son analyse par l'évaluation du potentiel réalisable compte tenu des différentes barrières commerciales. [...] » [nous soulignons]

À la référence (iv), le Distributeur présente le bilan en puissance après déploiement des moyens de gestion sur l'horizon du 2012-2020.

Demande :

- 1.1 Compte tenu qu'« *Au cours des prochaines années, le Distributeur poursuivra ses analyses en vue de quantifier le potentiel réalisable à long terme* », veuillez indiquer si le Distributeur sera en mesure d'inclure, dans son bilan en puissance du plan d'approvisionnement 2014-2023, une rubrique quantifiant l'impact des moyens de gestion de la demande en puissance. Veuillez expliquer votre réponse.

Réponse :

Le Distributeur poursuit l'analyse des résultats du potentiel technico-économique (PTÉ) des mesures de gestion de la demande en puissance.

Des travaux supplémentaires seront réalisés pour évaluer les opportunités les plus prometteuses qui permettront, le cas échéant, le déploiement de nouvelles mesures concrètes de gestion de la demande en puissance. En parallèle, le Distributeur prévoit réaliser des projets pilotes en lien avec l'utilisation des fonctionnalités de l'infrastructure de mesurage avancée.

Lorsque les paramètres auront été justifiés commercialement et que l'impact des mesures sur les besoins du Distributeur aura été validé, le Distributeur pourra alors estimer un objectif précis associé à un ou des programmes spécifiques.

Le Distributeur tient à souligner que, outre les moyens qui sont pris en compte dans la prévision des besoins et pour lesquels le Distributeur n'a pas de contrôle (ex. biénergie résidentielle), le bilan de puissance inclut des mesures de gestion de la demande qui sont sous son contrôle et dont la fiabilité a été démontrée avec le temps (ex. option d'électricité interruptible, abaissement de tension). Toute nouvelle mesure à inscrire au bilan de puissance devra comporter le niveau de fiabilité requis.

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

JUMELAGE ÉOLIEN-DIESEL

- 2. Références :** (i) Dossier R-3648-2007, phase 2, pièce B-68-HQD-6, document 1, annexe 1;
(ii) Décision D-2011-162, dossier R-3748-2010, pages 97 et 98;
(iii) ÉAPA 2012, page 30;
(iv) ÉAPA 2012, page 28.

Préambule :

La référence (i) présente un rapport, daté de mai 2008, portant sur le jumelage éolien-diesel (JED) au Nunavik et aux Îles-de-la-Madeleine.

Dans sa décision D-2011-162, à la référence (ii), la Régie écrit ce qui suit :

« [353] Le RNCREQ souligne que, pour le moment, la stratégie du Distributeur en matière de JED se résume à la réalisation de projets pilotes en 2015 et 2016 et qu'il est donc encore temps de réajuster le tir, au besoin, à la lumière des informations relatives au coût du carburant fournies dans le dossier Akulivik.

*[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.** »*
[références omises – nous soulignons]

À la référence (iii), le Distributeur mentionne ce qui suit :

*« 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.** »* [nous soulignons]

À la référence (iv), le Distributeur indique que les résultats des études relatives aux projets de JED à Kangiqsualujuaq et aux Îles-de-la-Madeleine sont attendus au cours de l'année 2013.

Demande :

- 2.1 Compte tenu que « *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 2014-2013* », veuillez indiquer si la mise à jour du rapport d'expertise sur le JED pour les réseaux du Nunavik et des Îles-de-la-Madeleine sera déposée en même temps que ce plan de déploiement, soit dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement. Veuillez expliquer votre réponse.

Réponse :

Le Distributeur réitère son intention d'attendre les résultats des études en cours et prévues plutôt que de mettre à jour une étude théorique pour le prochain plan d'approvisionnement.

Les études en cours relatives aux projets de JED à Kangiqsualujjuaq et aux Îles-de-la-Madeleine vont permettre de préciser les coûts de projets éoliens. Les études d'intégration de ces deux projets sont terminées et démontrent une faisabilité technique. L'analyse économique des projets est en cours ; le positionnement pour la poursuite des projets se fera donc d'ici la fin de 2013. Il faut rappeler que le rejet des sites par NAV Canada aux Îles-de-la-Madeleine et à Kangiqsuallujuaq a obligé le Distributeur à choisir de nouveaux sites pour ces projets¹.

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.

¹ Voir la page 28 de l'état d'avancement 2012 du Plan d'approvisionnement 2011-2020.

**SERVICES POUR ASSURER LA SÉCURITÉ ET
LA FIABILITÉ DES APPROVISIONNEMENTS**

3. **Références :** (i) Décision D-2011-162, dossier R-3748-2010, page 42;
(ii) ÉAPA 2011;
(iii) ÉAPA 2012.

Préambule :

Dans sa décision D-2011-162, à la référence (i), la Régie écrit ce qui suit :

« [128] Les résultats préliminaires relatifs aux dépassements des niveaux de prestation du service de réglage de production indiquent que le nombre annuel moyen de dépassements s'élève à 33 et que leur niveau annuel moyen est d'un peu plus de 6 GWh. La Régie demande au Distributeur de déposer les résultats finaux dans le cadre de l'état d'avancement 2011 du Plan.

[129] Quant à la provision pour écart de prévision court terme de la demande, la Régie prend acte de l'engagement du Distributeur de déposer, dans le cadre de l'état d'avancement 2011 du Plan, les évaluations relatives à la fréquence et à l'ordre de grandeur des dépassements des balises. Dans le cas où les évaluations ne seraient pas disponibles avant le 1^{er} novembre 2011, la Régie prend acte de l'engagement du Distributeur de lui faire part des difficultés rencontrées. »
[références omises]

La Régie constate que les résultats et évaluations demandées ne sont pas fournis ni dans l'ÉAPA 2011, ni dans l'ÉAPA 2012.

Demande :

- 3.1 Veuillez déposer les résultats et évaluations demandées dans la décision D-2011-162.

Réponse :

Les questions en relation avec les services complémentaires additionnels requis ont été abordées dans le cadre du dossier sur la demande de prolongation de l'Entente d'intégration éolienne (R-3799-2012).

La Régie avait alors demandé de préciser les quantités de services complémentaires requis par le Transporteur. Les réponses fournies à la Régie précisait que les évaluations demandées nécessitaient des études statistiques exhaustives et la mise en place préalable de systèmes permettant la collecte, l'archivage et la validation des données nécessaires. Le Distributeur et le Transporteur évaluaient à au

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

moins un an le délai requis avant que des résultats, voire même préliminaires et partiels, soient disponibles².

Dans la décision D-2012-144, la Régie avait pris note des remarques du Distributeur et lui avait demandé de préciser dans le prochain plan d'approvisionnement les quantités supplémentaires de services complémentaires requises par le Transporteur pour assurer la fiabilité du réseau³. Le Distributeur fera donc le point sur ce sujet, lors du prochain plan d'approvisionnement qui sera déposé au plus tard le 1^{er} novembre 2013.

² Voir les compléments de réponses à la question 4.3 de la demande de renseignements n°1 de la Régie au dossier R-3799-2012, pièce B-0023, HQD-2, document 1.1, pages 6-7.

³ Voir la décision D-2012-144, page 25, paragraphe 106.