

Demande de renseignements N° 1 à Hydro-Québec Distribution

Demande d'approbation du Plan d'approvisionnement
2014-2027 du Distributeur

RÉGIE DE L'ÉNERGIE
Dossier R-3864-2013

Question 1

Références

- Pièce B-0005, HQD-1, document 1, page 27, Tableau 4-2
- Pièce B-0005, HQD-1, document 1, page 30, Tableau 4-4
- Pièce B-0008, HQD-1, document 2.3, p. 8, Annexe 3A, Tableau 3A-1
- Pièce B-0006, document 2.1, annexe 1B, p. 17, item 31

Préambule

En raison des exigences de dépôt reliées à la demande d'approbation du plan d'approvisionnement, le Distributeur devaient dans la présente demande d'approbation du Plan d'approvisionnement 2014-2023 (le « Plan »), fournir certaines informations concernant les approvisionnements additionnels et la stratégie d'approvisionnement. Le Distributeur devait ainsi présenter les diverses stratégies d'approvisionnement évaluées et démontrer que la stratégie retenue assure des approvisionnements suffisants et fiables pour répondre aux besoins de la clientèle et ce, au plus bas coût possible compte tenu des risques.¹

Le Distributeur soumet s'être acquitté de cette exigence par les énoncés apparaissant aux sections 3, 4 et 6 de la pièce B-0005, HQD-1, document 1. Le Distributeur y indique entre autres que :

« À l'exception des livraisons du contrat cyclable, les engagements d'achat de long terme du Distributeur sont fermes (contrats de type « take-or-pay ») et les livraisons ne peuvent être réduites. Afin de minimiser les coûts pour sa clientèle, le Distributeur compte principalement sur la flexibilité des livraisons de l'électricité patrimoniale comme moyen pour disposer des surplus énergétiques. Aucun autre contrat d'approvisionnement de long terme n'offre cette flexibilité. De plus, la réduction des livraisons d'électricité patrimoniale est sans coût pour le Distributeur et permet même d'éviter des coûts appelés à croître au cours des prochaines années en raison de l'indexation du prix de l'électricité patrimoniale. » (nos soulignés)²

Demande

- 1.1 Veuillez fournir pour les années 2014, 2015 et 2016, la quantité estimée d'électricité patrimoniale annuelle inutilisée prévue au scénario moyen de la prévision du Plan;
- 1.2 Veuillez présenter les hypothèses utilisées pour l'établir;
- 1.3 Indiquer de quelle façon la réduction des livraisons d'électricité patrimoniale

¹ Voir entre autres Pièce B-0006, document 2.1, annexe 1B, p. 17.

² Pièce B-0005, HQD-1, document 1, p. 27.

Demande de Renseignements N°1

Régie de l'énergie, Dossier R-3864-2013

Association québécoise de la production d'énergie renouvelable

permettrait d'éviter des coûts appelés à croître en raison de l'indexation du prix de l'électricité patrimoniale, permettant ainsi d'assurer des approvisionnements suffisants et fiables pour répondre aux besoins de la clientèle et ce, au plus bas coût possible compte tenu des risques;

- 1.4 Veuillez quantifier l'impact sur le prix moyen des achats d'électricité du Distributeur de la réduction des livraisons d'électricité patrimoniale.

Question 2

Références

- Pièce B-0006, HQD-1, document 2.1, annexe 1B, p. 8, Tableau 3A-1
- Pièce B-0005, HQD-1, document 1, section 4.4
- Pièce B-0008, HQD-1, document 2.3, annexes 3A et 4D, p. 8, Tableau 3A-1

Préambule

Dans sa décision D-2011-162 concernant la Demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2011-2020 du Distributeur, la Régie formulait les demandes suivantes relativement à la participation du Distributeur au marché de court terme et aux coûts des approvisionnements :

« 225 (...) la Régie demande au Distributeur d'indiquer, dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement, les orientations qu'il poursuit quant à sa participation sur le marché de court terme, en identifiant les contraintes, les opportunités et, le cas échéant, les outils à mettre en place pour favoriser le développement du marché de court terme associé à la vente d'énergie.»³

[308] (...) la Régie demande au Distributeur de fournir un tableau contenant les quantités, les prix et les coûts estimés (les revenus relatifs à la revente) des moyens d'approvisionnement existants et envisagés. »⁴

Certaines informations étaient aussi requises concernant les approvisionnements additionnels et la stratégie d'approvisionnement en raison des exigences de dépôt reliées à la demande d'approbation du plan d'approvisionnement. Le Distributeur devait ainsi fournir des informations sur la capacité maximale des interconnexions en énergie et en puissance en mode importation et la capacité en tenant compte des contraintes techniques et de marché. Le distributeur devait aussi fournir les hypothèses utilisées pour les établir.⁵

Or, au cours des dernières années, le Distributeur s'est livré à des activités de revente sur les marchés externes de court terme :

³ Décision D-2011-162 (2011-10-27) dans le dossier R-3748-2010, p. 67.

⁴ *Ibid*, p. 86-87.

⁵ Pièce B-0006, document 2.1, annexe 1B, p. 16.

TABLEAU Q-2

Année	Revente (TWh)	Prix moyen (¢/kWh)
2008	0,4	7,20
2009	0,6	2,37
2010	1,1	4,4
2011	0,3	2,85
2012	0,3	2,78

Demande

- 2.1 Veuillez fournir les détails de chaque revente d'énergie ou chaque bloc de reventes en fournissant notamment le profil horaire et mensuel des reventes et pour chaque transaction, notamment :
- 2.1.1 Le type de transaction (*Day Ahead Market*, *Hourly Market*, marché à terme ou au comptant (« *spot market* », reventes en période de pointe ou hors pointe, etc.);
 - 2.1.2 La date et l'heure de la transaction;
 - 2.1.3 La date et l'heure de la livraison;
 - 2.1.4 La quantité d'énergie revendue;
 - 2.1.5 Le prix de la transaction;
 - 2.1.6 Le profil horaire et mensuel des reventes;
 - 2.1.7 La ligne de transmission ou l'interconnexion par laquelle cette énergie a transitée;
 - 2.1.8 Le client à qui cette énergie a été revendue;
 - 2.1.9 La destination finale de cette énergie;

- 2.2 Veuillez confirmer que les revenus de ces transactions de revente sur les marchés externes :
- 2.2.1 Ne participaient pas de la mise en œuvre d'instruments financiers (« *swaps* », contrats à terme, etc.) visant à réduire le risque pour le Distributeur lié, entre autres, aux variations du prix de l'énergie (« *hedging* »); et si au contraire c'était le cas, indiquer quelles transactions ont été faites dans ce but;
 - 2.2.2 N'incluaient pas de composante pour la vente de puissance garantie (« *capacity payment* »); et si au contraire c'était le cas, indiquer pour chaque transaction contenant une telle composante la partie du prix de revente représentant cette composante;
 - 2.2.3 N'incluaient pas de revenus provenant de la mise en marché d'attributs environnementaux, et si au contraire de tels revenus en provenaient, indiquer quelles transactions incluaient de tels revenus et fournir le détail du prix obtenu pour ces attributs environnementaux;
- 2.3 Veuillez confirmer qu'aucune démarche n'a été entreprise par le Distributeur pour s'assurer d'obtenir par ces activités de revente sur les marchés externes des revenus provenant de la mise en marché des attributs environnementaux et, dans le cas contraire, fournir le détail de ces démarches;
- 2.4 Veuillez répertorier et fournir la liste des contraintes, physiques, techniques ou autres, qui auraient empêché le Distributeur d'exporter davantage et à un meilleur prix;
- 2.5 Veuillez par exemple indiquer si l'une de ces contraintes aurait été le manque de disponibilité des lignes de transmission ou des interconnexions en raison de réservations (notamment pour des contrats de puissance garantie) et, si tel est le cas, indiquer sur quelles lignes de transmission ou interconnexions une telle contrainte s'est manifestée de même que le moment (dates et heures) pendant laquelle la contrainte s'est exercée;
- 2.6 Pour chacune des contraintes répertoriée à 2.4 ou 2.5, en fournir la nature et en quoi elle a empêché le Distributeur d'exporter davantage et à un meilleur prix;
- 2.7 Veuillez fournir les hypothèses utilisées pour établir la capacité maximale des interconnexions en énergie et en puissance en mode exportation, en tenant compte des contraintes techniques et de marché.

Question 3

Référence

- Pièce B-0008, HQD-1, document 2.3

Préambule

Au cours de la même période que celle du tableau de la Question 2, le Producteur s'est livré à des activités de vente sur les marchés externes de court terme :

TABLEAU Q-3

Année	Revente (TWh)	Prix moyen (¢/kWh)
2008	18,8	9,03
2009	20,8	6,01
2010	20,6	6,14
2011	24,2	4,73
2012	32,6	3,75

Demande

- 3.1 Veuillez fournir les détails de chaque vente ou revente d'énergie ou chaque bloc de ventes ou de reventes en fournissant, pour chaque transaction, notamment :
 - 3.1.1 Le type de transaction (*Day Ahead Market, Hourly Market*, marché à terme ou au comptant (« *spot market* », ventes en période de pointe ou hors pointe, etc.);
 - 3.1.2 La date et l'heure de la transaction;
 - 3.1.3 La date et l'heure de la livraison;
 - 3.1.4 La quantité d'énergie revendue;
 - 3.1.5 Le prix de la transaction, en détaillant les composantes du prix de vente ou de revente, notamment, le cas échéant, la composante provenant :

- 3.1.5.1 De la vente de puissance garantie (« *capacity payment* »);
- 3.1.5.2 De la mise en marché d'attributs environnementaux (« *REC* »);
- 3.1.6 Le profil horaire et mensuel des ventes ou reventes;
- 3.1.7 L'interconnexion par laquelle cette énergie a transité;
- 3.1.8 Le client à qui cette énergie a été vendue;
- 3.1.9 La destination finale de l'énergie;
- 3.1.10 Quelle(s) transaction(s) participai(en)t de la mise en œuvre d'instruments financiers (« *swaps* », contrats à terme, etc.) visant à réduire le risque pour le Producteur lié, entre autres, aux variations du prix de l'énergie (« *hedging* »);
- 3.2 Veuillez indiquer et fournir les détails des démarches entreprises par le Producteur pour valoriser les attributs environnementaux;
- 3.3 Veuillez fournir les études de marché, rapports d'analyse ou d'expertise supportant la stratégie du Producteur quant à la valorisation des attributs environnementaux;
- 3.4 Veuillez indiquer si, pour les blocs de ventes décrites au tableau Q-3, la vente du volume d'énergie par le Producteur sur les marchés externes de court terme est l'une des contraintes ayant empêché le Distributeur d'exporter davantage et à un meilleur prix;
- 3.5 Le cas échéant, fournir la nature de cette contrainte et le mécanisme par laquelle cette contrainte a empêché le Distributeur d'exporter d'avantage et à un meilleur prix;
- 3.6 Si l'une des contraintes est l'utilisation prioritaire des lignes de transmission ou des interconnexions par le Producteur, veuillez indiquer les mécanismes par lesquels s'exerce cette priorité d'utilisation.

Question 4

Référence

- Décision D-2008-133 (2008-10-20), dossier R-3648-2007 Phase 2
- Décision D-2011-162 (2011-10-27), dossier R-3748-2010
- Pièce B-0005, HQD-1, document 1, section 7.

Préambule

La Régie a exprimé « [...] que la valorisation d'attributs environnementaux sur les marchés externes doit être encouragée »⁶ et que « [...] les attributs environnementaux représentent un actif que le Distributeur ne doit pas négliger » et que « [...] si celui-ci s'est assuré d'en être le propriétaire lors de la conclusion des contrats issus de ses appels d'offres réservés à l'éolien, il devrait chercher à les valoriser comme il le fait pour tout actif ».⁷

La Régie s'attendait donc du Distributeur qu'il « [...] reste à l'affût de tout changement sur les marchés avoisinants et à ce qu'il cherche concrètement à profiter d'opportunités qui pourraient se présenter pour réduire les coûts de ses approvisionnements d'énergie renouvelable, au profit de sa clientèle québécoise ».⁸

Le Distributeur semble répondre à cette demande en rappelant qu'au moment du dépôt du Plan d'approvisionnement 2011-2020, il considérait que « [...] la vente d'attributs environnementaux sur les marchés réglementaires américains ne constituait pas une option réaliste et intéressante ».⁹ Ceci, notamment, parce que « [...] le Distributeur ne prévoit pas revendre d'énergie sur les marchés voisins dans les prochaines années ».¹⁰

Le Distributeur confirmait quant à lui lors de l'audience dans le dossier R-3748-2010 qu'aucune démarche n'avait été entreprise auprès des producteurs d'énergie éolienne pour leur demander, en conformité avec leur engagement pris avec la vente des attributs environnementaux, d'effectuer les démarches nécessaires en vue de leur accréditation.¹¹ Aucun commentaire n'est fait à cet égard dans la présente demande d'approbation du Plan.

Demande

4.1 Veuillez indiquer les démarches concrètes et précises entreprises depuis cette décision

⁶ Décision D-2008-133 (2008-10-20), dossier R-3648-2007 Phase 2, p. 44.

⁷ Décision D-2011-162 (2011-10-27), dossier R-3748-2010, paragr. 275, p. 79.

⁸ *Ibid.*, p. 80.

⁹ Pièce B-0005, HQD-1, document 1, p. 39.

¹⁰ *Ibid.*

¹¹ Décision D-2011-162, paragr. 272-272.

Demande de Renseignements N°1

Régie de l'énergie, Dossier R-3864-2013

Association québécoise de la production d'énergie renouvelable

D-2011-162 pour chercher à valoriser l'actif que représente pour le Distributeur les attributs environnementaux;

- 4.2 Veuillez fournir les rapports ou analyses réalisées depuis la décision D-2011-162, notamment concernant entre autre la nature ou l'évolution des différents marchés réglementaires américains, l'évolution et les tendances concernant les projets de nouveaux projets d'énergie renouvelable dans ces marchés, l'évolution des conditions de mise en marché des attributs environnementaux, la nature et l'ampleur de la demande sur ces marchés pour les attributs environnementaux, etc.;
- 4.3 Veuillez indiquer les démarches concrètes et précises entreprises pour mettre en place, tel que s'engageait à le faire le Distributeur¹², une vigie afin de demeurer à l'affût des changements qui auraient pu survenir depuis la décision D-2011-162;
- 4.4 Veuillez fournir les rapports ou analyses produites dans le cadre de cette vigie;
- 4.5 Veuillez confirmer le Distributeur n'a toujours pas entamé les démarches nécessaires auprès des producteurs d'énergie éolienne afin qu'ils obtiennent l'accréditation des attributs environnementaux dont le Distributeur s'est assuré d'être le propriétaire lors de la conclusion des contrats issus de ses appels d'offres réservés à l'éolien;
- 4.6 Si de telles démarches d'accréditation ont été entreprises, veuillez indiquer auprès de quelle(s) instance(s) ou sur quel(s) marché(s) de telles démarches auraient été faites et les détails de ces demandes permettant de constater l'état de ses démarches.

¹² Décision D-2011-162, paragr. 268, p. 78 et Pièce B-0004 de ce dossier, p. 30.

Question 5

Référence

- Pièce B-0009, HQD-2, document 1

Préambule

Depuis plusieurs décennies, le jumelage éolien-diesel permet de réduire le coût d'exploitation des centrales au diesel des communautés éloignées. D'ailleurs :

- En 1989, une entente entre Hydro-Québec et le gouvernement fédéral permettait d'installer un système expérimental de 60 KW éolien-diesel à Kuujuaq;
- De 1989 à 1998, huit autres projets de jumelage éolien-diesel totalisant près de 600 KW ont été réalisés dans sept communautés éloignées du Canada;
- Une expertise technique s'est développée, notamment à l'IREQ, pour analyser les divers systèmes hybrides possibles et concevoir les systèmes de contrôle nécessaires à une opération fiable de ces systèmes hybrides;
- Compte tenu de l'enjeu économique important lié à l'optimisation de l'exploitation des coûteuses centrales au diesel des réseaux autonomes, l'Université du Québec à Rimouski a procédé à des analyses technico-économiques des divers systèmes hybrides afin d'en identifier les solutions les plus prometteuses;
- En 2003 et 2004, les configurations optimales des systèmes de jumelage éolien-diesel ont été établis par le Distributeur pour les quatorze réseaux autonomes des villages du Nunavik et pour celui de Cap-aux-Meules;
- En 2008, à la demande expresse de la Régie dans le dossier de la Demande d'approbation du Plan d'approvisionnement 2008-2017 du Distributeur (R-3648-2007), le Distributeur remettait un rapport d'expertise qui mettait à jour les données des rapports de 2003 et 2004, ce rapport concluant que même sans ajout de capacité de stockage, il était rentable de procéder à l'installation de systèmes hybrides éolien-diesel dans six localités du Nouveau Québec et aux Îles-de-la-Madeleine¹³;
- Une installation pilote devait dès lors être mise en place aux Îles-de-la-Madeleine;
- Quatre ans plus tard, soit en décembre 2011, et après avoir enfin trouvé un emplacement propice pour ce projet pilote, l'apparition de contraintes a forcé le report du projet le temps qu'un autre site soit identifié pour son implantation.

¹³ Dossier R-3648-2007, Phase 2, HQD-6, Document 1, Annexe 1.

Demande de Renseignements N°1

Régie de l'énergie, Dossier R-3864-2013

Association québécoise de la production d'énergie renouvelable

Demande

- 5.1 Veuillez fournir, pour les années 2014, 2015 et 2016, les quantités annuelles de gaz à effet de serre rejetés par les centrales thermiques des réseaux autonomes qui pourraient être ainsi éligibles aux crédits environnementaux;
- 5.2 Veuillez fournir la nature et l'ampleur des déficits enregistrés pour l'ensemble des réseaux autonomes au cours des dix dernières années;
- 5.3 Veuillez indiquer les démarches du Distributeur pour optimiser l'exploitation de la production électrique des réseaux autonomes au bénéfice de sa clientèle;
- 5.4 Veuillez fournir la liste des études de faisabilité en cours concernant le jumelage éolien-diesel aux Îles-de-la-Madeleine, à Kangiqsualujjuaq et pour les autres projets d'énergie renouvelable mentionnées à la page 6 de la pièce B-0009, HQD-2, document 1 et pour chacune d'elle indiquer la nature de l'étude et l'échéancier prévu;
- 5.5 Veuillez fournir les analyses techniques de l'intégration aux réseaux des centrales de Cap-aux-Meules et de Kangiqsuallujjuaq mentionnées aux p. 20-12 de la pièce B-0009, HQD-2, document 1.