

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

RÉSEAUX AUTONOMES

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO 1 DE LA FÉDÉRATION
CANADIENNE DE L'ENTREPRISE INDÉPENDANTE RELATIVE À LA
DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023
D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)**

RÉSEAUX AUTONOMES

Question 13

Référence :

- (i) Pièce B-0009, HQD-2, document 1 page 6, lignes 17-21

Préambule :

- (i) Les études concernant le jumelage éolien-diesel (JED) aux Îles-de-la-Madeleine et à Kangiqsualujjuaq 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.

Questions :

- 13.1 Veuillez décrire comment le Distributeur tient compte du système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (SPEDE) dans ses analyses, particulièrement en ce qui a trait aux coûts.

Réponse :

Considérant le *Règlement concernant le Système de plafonnement et d'échange des droits d'émissions de gaz à effet de serre (SPEDE)*, en vigueur depuis 2013, le Distributeur intègre les coûts pour les centrales thermiques dont les émissions sont supérieures à 25 000 tonnes. Le prix des droits d'émission est soumis à un prix plancher.

Voir également la réponse à la question 19.3 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-3, document 1.

- 13.2 Veuillez comparer l'impact en termes de coût pour les mêmes études mentionnées en (i) en présentant les coûts sans le SPEDE et les coûts avec le SPEDE. L'idée ici est de mesurer l'impact en terme monétaire de l'entrée en vigueur du SPEDE pour Hydro-Québec.

Réponse :

Voir la réponse à la question 13.1.

Question 14

Référence :

- (i) Pièce B-0009, HQD-2, document 1 page 7, lignes 3-6

Préambule :

- (i) 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.

Questions :

14.1 Veuillez commenter sur la faisabilité à remplacer les centrales thermiques désuètes par d'autres formes d'énergie, dont le jumelage éolien-diesel. Veuillez expliquer les limites et les contraintes d'une telle approche.

Réponse :

Lors de l'étude pour le remplacement d'une centrale, toutes les solutions de remplacement au diesel sont considérées. Par exemple, pour Wemotaci, le scénario de raccordement était le plus avantageux. En revanche, pour Akulivik, aucune autre source d'énergie ne permettait d'assurer la sécurité d'approvisionnement de la communauté.

14.2 Veuillez indiquer si le Distributeur entend évaluer et faire la démonstration des coûts et de la faisabilité d'une option JED pour chacun des investissements requis en vue d'assurer la pérennité.

Réponse :

Voir la réponse à la question 14.1.

Question 15

Référence :

- (i) Pièce B-0009, HQD-2, document 1 page 7, lignes 14-24

Préambule :

- (i) Les clients des Îles-de-la-Madeleine sont alimentés en électricité par deux centrales thermiques : L'Île-d'Entrée (diesel léger) et Cap-aux-Meules (mazout lourd). La centrale de Cap-aux-meules, construite en 1992, comporte six groupes diesel identiques totalisant 67 MW. Si la rentabilité de l'option de raccordement n'était pas démontrée, le Distributeur devra éventuellement s'engager dans un programme de remplacement des groupes à compter de 2023 afin d'assurer la fiabilité des approvisionnements.

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-Meules³. 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.

Questions :

15.1 Veuillez confirmer que le Distributeur tient compte des coûts de droits d'émission dans son analyse de rentabilité.

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

15.2 Veuillez quantifier l'apport du coût des droits d'émission sur le coût total de production.

Réponse :

Voir la réponse à la question 22.2 du RNCREQ à la pièce HQD-4, document 6.

Question 16

Référence :

- (i) Pièce B-0009, HQD-2, document 1 page 9, lignes 17-25

Préambule :

- (i) La Haute Mauricie regroupe deux localités, Opitciwan et Clova. Ce territoire est le plus petit des réseaux autonomes en termes d'abonnements et de consommation. À ce jour, le nombre d'abonnements reste inférieur à 600, de même, les ventes représentent près de 3 % des ventes totales de l'ensemble des territoires, soit 10,8 GWh.

Chacune des deux localités est alimentée par une centrale thermique au diesel. La centrale d'Opitciwan dispose d'une puissance installée de 4,9 MW pour faire face aux besoins en puissance, lesquels ont été de 3,01 MW à l'hiver 2012-2013. À Clova, la capacité de production installée est suffisante pour combler les besoins en pointe jusqu'en 2019.

Questions :

- 16.1 Veuillez commenter sur la faisabilité de développer un projet JED en Haute Mauricie, en indiquant les contraintes et les bénéfices sur les coûts et l'environnement.

Réponse :

Dans les deux réseaux autonomes du territoire de la Haute-Mauricie, la ressource éolienne est insuffisante pour y développer des projets éoliens.

De plus, dans le cas d'Opitciwan, un projet de biomasse est présentement à l'étude. La présence d'une scierie près de la communauté fait de ce réseau le meilleur candidat pour un tel projet.