

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

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA
DEMANDE D'APPROBATION DU CONTRAT D'APPROVISIONNEMENT ÉOLIEN DE 6 MW
AUX ÎLES-DE-LA-MADELEINE

1. Références : (i) [Pièce B-0002](#) ;
(ii) [Pièce B-0006](#).

Préambule :

La demande du Distributeur est libellée comme suit : « *DEMANDE D'APPROBATION DU CONTRAT D'APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ D'UN BLOC DE 6 MW DANS LE CADRE D'UN PROJET DE PRODUCTION D'ÉNERGIE ÉOLIENNE AUX ÎLES-DE-LA-MADELEINE [Article 72 de la Loi sur la Régie de l'énergie (RLRQ, c. R-6.01)]* ». De plus, le dispositif demande à la Régie d'approuver le contrat d'approvisionnement en électricité produit au dossier par le Distributeur comme pièce HQD-2, document 1.

Au paragraphe 9 de la demande (référence (i)) le Distributeur indique que le contrat est conditionnel à l'approbation de la Régie dans un délai de 4 mois suivant sa signature, laquelle a eu lieu le 8 juin 2018, selon la page titre et les pages 1 et 58 du Contrat en référence (ii). À l'article 4 du Contrat, il est prévu que l'approbation de la Régie doit être obtenue « au plus tard 120 jours après la date de dépôt du contrat à la Régie », le dit dépôt a eu lieu le 21 juin 2018. [Nous soulignons]

Demandes :

- 1.1 Veuillez élaborer sur le choix du Distributeur de présenter sa demande en vertu de l'article 72 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, plutôt qu'en vertu de l'article 74.2 alinéa 2.

Réponse :

1 C'est en considération du paragraphe 422 de la décision D-2017-140 que le
2 Distributeur a présenté sa demande sous l'article 72 :

3 « [422] En conséquence, la Régie est d'avis que le Distributeur doit
4 soumettre pour approbation, en vertu de l'article 72 de la Loi, les
5 contrats d'approvisionnement qu'il entend conclure pour répondre aux
6 besoins des réseaux autonomes et présenter un plan
7 d'approvisionnement spécifique pour ces réseaux. »

8 Le Distributeur constate toutefois qu'il s'agit vraisemblablement d'une erreur
9 cléricale d'autant qu'au paragraphe 373 de la même décision, la Régie conclut :

10 « le Distributeur doit soumettre, pour approbation par la Régie, en vertu
11 de l'article 74.2 de la Loi, les contrats d'approvisionnement qu'il entend
12 conclure pour répondre aux besoins des réseaux autonomes ; [...] »

13 Le Distributeur dépose donc une version amendée de sa demande.

1.2 Considérant que la demande a été déposée le 21 juin 2018, veuillez indiquer pourquoi le Distributeur conclut que la décision de la Régie devrait être rendue au plus tard le 8 octobre 2018 et non pas le 19 octobre 2018, date de la fin du délai de 120 jours.

Réponse :

1 **Le Distributeur confirme la compréhension de la Régie et demande à ce que la**
2 **décision soit rendue au plus tard le 19 octobre 2018. Le paragraphe 9 de la**
3 **demande sera amendé.**

- 2. Références :**
- (i) Pièce [B-0005](#), page 10 ;
 - (ii) Pièce [B-0005](#), page 6 ;
 - (iii) [Communiqué de presse - Transition énergétique aux Îles-de-la-Madeleine](#) ;
 - (iv) Décision [D-2008-132, p. 18](#) : article 30.1 des contrats du second appel d'offres ;
 - (v) <http://www.hydroquebec.com/projets-construction-production/iles-de-la-madeleine/raccordement-idlm.html> ;
 - (vi) Dossier R-3836-2013, pièce [B-0016](#), p. 16 ;
 - (vii) Dossier R-3836-2013, pièce [B-0004](#), p. 28.

Préambule :

- (i) « La proposition retenue correspondant à la variante proposée par le Fournisseur représente un coût unitaire de l'électricité de 137,33 \$2016 /MWh (ou 141,48 \$2018 /MWh).

Cette proposition permettra de générer des économies estimées à 26,6 M\$ (\$ actualisés 2018) sur la durée du Contrat et sont attribuables principalement à la réduction des quantités prévues de combustible à la Centrale thermique de Cap-aux-Meules. La proposition retenue permettra ainsi d'éviter l'utilisation d'environ 5 millions de litres de combustible annuellement et par le fait même de réduire l'émission d'environ 13% de GES par année, soit quelque 17 000 t éq.CO2. Outre le combustible, l'évaluation des économies considère la réduction du coût de maintenance, des droits d'émission de gaz à effet de serre et des pertes de transport sur le réseau.

Par ailleurs, bien qu'Hydro-Québec ait annoncé le raccordement des IDLM au réseau intégré par câble sous-marin, ce projet devra faire l'objet d'un dossier distinct déposé à la Régie de l'énergie, dans lequel le Distributeur y présentera l'évaluation économique spécifique à ce projet. » [Nous soulignons]

- (ii) « [...] Hydro-Québec a lancé une étude d'avant-projet visant à évaluer la faisabilité technique et économique d'un raccordement au réseau intégré, conçu comme un projet compatible avec l'A/P 2015-

01. Dans la foulée de cette étude, le Distributeur a mis sur pied une table d'échange avec les représentants de la Communauté maritime des Îles-de-la-Madeleine pour explorer les différentes sources d'approvisionnement possibles pour compléter la transition énergétique. Les échanges ont mené à l'annonce, le 25 mai 2018, du raccordement des IDLM au réseau principal grâce à un câble sous-marin, de même que le développement d'un micro réseau en partenariat avec le milieu. ». [Nous soulignons]

- (iii) Dans le communiqué de presse conjoint d'Hydro-Québec et du Cabinet du ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles, ministre responsable du Plan Nord et ministre responsable de la région de la Gaspésie–Îles-de-la-Madeleine, il est annoncé que :

« [...] Dès 2025, les Îles seront alimentées par l'énergie propre d'Hydro-Québec grâce à un câble sous-marin en provenance de la Gaspésie.

[...]

La centrale actuelle sera maintenue en réserve, ce qui permettra d'assurer la fiabilité du service et de soutenir l'engagement d'Hydro-Québec quant au niveau d'emplois sur place.

De plus, Hydro-Québec développera, en partenariat avec le milieu, un microréseau qui fera appel à d'autres sources d'énergie renouvelables, des unités de stockage d'énergie et des outils permettant de gérer la consommation énergétique des bâtiments. » [Nous soulignons]

- (iv) À l'article 30.1 des contrats de la référence, on peut lire :

« 30.1 Défaut de prendre livraison

*Sauf dans les cas prévus à l'article 7, si le **Distributeur** fait défaut de prendre livraison d'une quantité d'énergie mise à sa disposition au point de livraison, il doit payer au **Fournisseur**, à la fin de la période de facturation, le prix qu'il aurait payé en \$/MWh, en vertu de l'article 14.1, multiplié par la quantité d'énergie non reçue. Pour chaque heure pour laquelle le **Distributeur** fait défaut de prendre livraison d'une quantité d'énergie mise à sa disposition au point de livraison, l'énergie non reçue laquelle est établie à partir des courbes de puissance réelle des éoliennes et des données d'exploitation du parc éolien, auxquelles a accès le **Distributeur** selon les dispositions de l'article 10.2. La quantité d'énergie ainsi obtenue pour chacune des heures ne peut dépasser le produit de la puissance contractuelle par une heure.* » [Nous soulignons]

- (v) Sur son site internet, le Distributeur indique à propos du Projet de raccordement des Îles de la Madeleine:

« [...] également la construction de deux lignes de transport d'électricité souterraines entre les câbles sous-marins et les réseaux existants, soit une ligne de près de 14 km entre la côte de la Gaspésie et le poste de Percé et un autre de quelque 7 km entre la côte de l'île du Cap aux Meules et le poste de Cap-aux-Meules. La capacité des câbles sera de 80 MW. » [Nous soulignons]

(vi) En réponse aux questions 7.4a et 7.4b de la Régie, le Transporteur indique :

« [R7.4a] : Comme mentionné à la référence (ii) du préambule, le Transporteur peut restreindre la production éolienne afin de limiter le transit sur les lignes entre les postes de Rimouski et de Lévis afin de ne pas dépasser la valeur de la perte de puissance en première contingence. Il est également mentionné que cette valeur se situe généralement entre 1 000 et 1 500 MW. Cette contrainte de puissance découle du deuxième appel d'offres éolien. Jusqu'à présent, la production éolienne n'a pas été contrainte, mais le Transporteur précise que les parcs éoliens du deuxième appel d'offres ne sont pas encore tous en service en Gaspésie. La deuxième phase du parc éolien de Lac-Alfred est mise en service en août 2013 et le parc éolien Vents-du-Kempt sera mis en service à l'automne 2014. Après 2014, lorsque le deuxième appel d'offres éolien sera complété en Gaspésie, les restrictions d'exploitation sur les parcs éoliens deviennent plus probables.

7.4b Est-ce qu'il est prévu que les parcs éoliens de ce Projet soient contraints?

R7.4b

Les cinq parcs éoliens du Projet qui sont raccordés en Gaspésie peuvent être contraints. »
[Nous soulignons]

(vii) Liste des parcs éoliens de la péninsule gaspésienne.

Demandes :

2.1 Veuillez présenter les critères de nature technique et économique de conception du projet de raccordement des Îles-de-la-Madeleine au réseau intégré par un câble sous-marin (le Projet de raccordement) permettant de le rendre compatible avec l'A/P 2015-01 et qui ont été retenus dans l'étude d'avant-projet de raccordement (références (i) et (ii)).

Réponse :

1 **La puissance du parc éolien (6 MW) est inférieure à la demande minimale en**
2 **puissance du réseau des Îles-de-la-Madeleine. Le parc aura donc très peu**
3 **d'influence sur le comportement du réseau après un raccordement au réseau**
4 **intégré. Il est considéré dans l'étude d'avant-projet mais les impacts**
5 **techniques et économiques sont minimes.**

2.2 Veuillez élaborer sur les motifs exposés en référence (ii) et dans le communiqué en référence (iii) d'explorer les différentes sources d'approvisionnement possibles pour compléter la transition énergétique des Îles-de-la-Madeleine. Dans votre réponse, veuillez préciser s'il s'agit de compléter l'approvisionnement éolien prévu au Contrat par d'autres approvisionnements que ceux de la centrale de Cap-aux-Meules dans l'hypothèse où les Îles-de-la-Madeleine resteraient un réseau autonome. Si non, veuillez justifier ce besoin d'un point de vue économique une fois que les Îles-de-la-Madeleine bénéficient de l'hydroélectricité du réseau intégré et après avoir investi dans le Projet de raccordement.

Réponse :

1 Le but de la table d'échange était d'explorer les diverses alternatives
2 d'approvisionnement afin de trouver la meilleure solution pour l'alimentation à
3 long terme des Îles-de-la-Madeleine. Il ne s'agissait aucunement de compléter
4 l'approvisionnement éolien prévu au Contrat. Le raccordement est alors
5 ressorti comme la solution la plus prometteuse avec, en complément, la
6 réalisation d'un microréseau.

7 Globalement, le microréseau réseau présente une occasion de développement
8 dans le cadre de la conversion des réseaux autonomes. Cette vitrine
9 technologique facilitera donc la transition des autres réseaux autonomes. Elle
10 permettra, entre autres, de développer l'expertise du personnel local
11 concernant l'exploitation de multiples sources de production dans un réseau
12 autonome.

2.3 Veuillez indiquer si l'étude d'avant-projet du Projet de raccordement a été complétée
(référence (ii)). Si oui, veuillez en déposer les conclusions. Sinon, veuillez élaborer.

Réponse :

13 L'étude d'avant-projet se poursuit. Des informations générales sont
14 communiquées aux milieux touchés par le projet de raccordement. Les
15 relevés des fonds marins (géophysiques et géotechniques) devraient être
16 complétés d'ici la fin 2019. À noter que ces relevés nécessitent des
17 autorisations gouvernementales préalables. L'avant-projet devrait se terminer
18 en 2020.

2.4 Veuillez déposer l'échéancier le plus récent de réalisation du Projet de raccordement.

Réponse :

19 La mise en service est prévue en fin d'année 2025. L'avant-projet permettra de
20 détailler l'échéancier.

2.5 Veuillez préciser si les économies du Contrat de 26,6 M \$ estimées sur sa durée du
contrat de 20 ans (référence (i)) ont été calculées dans l'hypothèse du maintien de la
situation actuelle d'approvisionnement des Îles-de-la-Madeleine, à partir de la centrale
de Cap-aux-Meules, ou sur la base d'autres hypothèses. Veuillez élaborer et
présenter ces autres hypothèses, le cas échéant.

Réponse :

1 Les économies du Contrat de 26,6 M\$ estimées sur sa durée de 20 ans ont été
2 calculées dans l'hypothèse du maintien de la situation actuelle
3 d'approvisionnement des Îles-de-la-Madeleine, soit à partir de la centrale de
4 Cap-aux-Meules. En effet, au moment de réaliser l'analyse de rentabilité du
5 Contrat, les seuls coûts tangibles à considérer étaient ceux de la centrale
6 actuelle, le projet de raccordement (le « Projet ») était en évaluation et l'est
7 toujours.

8 Le Distributeur précise toutefois que les coûts associés au Contrat seront
9 considérés dans l'évaluation économique du Projet au moment de son
10 autorisation.

2.6 Veuillez indiquer, par année, la puissance en MW et le nombre de MWh dont le Distributeur n'a pas été capable de prendre livraison en vertu de l'article 30.1 mentionné en référence (iv), pour l'ensemble des parcs éoliens de la péninsule gaspésienne en référence (vi).

Réponse :

11 Le Distributeur n'a jamais, en vertu de l'article 30.1 des contrats
12 d'approvisionnement en électricité issus des parcs éoliens de la péninsule
13 gaspésienne, fait défaut de prendre livraison d'une quantité d'énergie mise à
14 sa disposition.

2.7 Veuillez élaborer sur le nombre de MW et de MWh qui sont en jeu lorsque le Distributeur est dans l'impossibilité de prendre livraison de la production des parcs éoliens de l'ensemble de la péninsule gaspésienne mentionnés en référence (vii), et qui pourraient, selon leur ampleur, être absorbés par les Îles-de-la-Madeleine une fois le Projet de raccordement mis en service.

Réponse :

15 En raison de limitations de transit entre le poste de Rimouski et le poste de
16 Lévis, le Distributeur peut, en vertu de l'article 7.3 des contrats
17 d'approvisionnement en électricité des parcs éoliens (CAÉ), procéder à des
18 plafonnements de la production des parcs éoliens situés dans la péninsule
19 gaspésienne. L'énergie non livrée en raison de ces plafonnements de la
20 production est cumulée comme de l'énergie rendue disponible (ÉRD) et, en
21 vertu de l'article 14.2 des CAÉ éoliens, l'ÉRD est, au-delà d'une quantité
22 minimale, payée aux Fournisseurs au même prix que celui qui s'applique à
23 l'énergie admissible.

1 Dans l'éventualité d'une mise en service du Projet, il serait possible que de
2 l'ÉRD issue de limitations de transit entre les postes de Rimouski et de Lévis
3 puisse être absorbée par le réseau de Cap-aux-Meules (CAM).

4 La quantité d'ÉRD qui pourrait être absorbée par le réseau de CAM dépendra
5 du nombre et de l'ampleur des limitations de transit ainsi que du niveau et de
6 la coïncidence des besoins du réseau de CAM. En raison de l'imprévisibilité
7 du nombre et de l'ampleur des limitations de transit, le Distributeur ne peut
8 établir le niveau d'ÉRD qui pourrait être absorbée par le réseau de CAM.

9 Par ailleurs, l'implantation du parc éolien de 6 MW aux Îles-de-la-Madeleine
10 n'empêcherait pas le réseau de CAM d'absorber des quantités d'ÉRD due à
11 des limitations de transit.

2.8 Veuillez fournir une analyse économique détaillée de la rentabilité du Contrat en distinguant notamment :

2.8.1 Le total des coûts et des gains entre la mise en service des éoliennes et celle du Projet de raccordement;

Réponse :

12 Le Distributeur rappelle que l'analyse de rentabilité du Contrat est basée sur
13 la comparaison de la valeur actualisée du Contrat par rapport à l'utilisation de
14 la centrale thermique, sur l'ensemble de sa durée de vie. Les gains du Contrat
15 proviennent de la réduction des coûts de combustibles, de maintenance, de
16 SPEDE et des pertes électriques.

17 Le Distributeur soutient que la segmentation de la période d'analyse, comme
18 demandé par la Régie, fournirait une vision tronquée de la rentabilité du
19 Contrat. Afin d'avoir une vision complète de l'évolution des flux monétaires de
20 la valeur actualisée du Contrat par rapport à l'utilisation de la centrale
21 thermique sur la période d'analyse de 20 ans, le Distributeur présente le
22 tableau R-2.8.1.

TABLEAU R-2.8.1
ANALYSE ÉCONOMIQUE DU CONTRAT

	M\$ act. 2018	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	
Coût du Contrat																								
Raccordement du 6 MV	3,0	0,6	2,5																					
Énergie contractuelle	48,5			3,5	3,6	3,6	3,7	3,8	3,9	3,9	4,0	4,1	4,2	4,3	4,3	4,4	4,5	4,6	4,7	4,8	4,9	5,0	5,1	
	51,4																							
Réduction des coûts à la centrale CAM																								
Combustible	-67,0			-3,9	-4,2	-4,4	-4,6	-4,8	-5,0	-5,3	-5,5	-5,6	-5,8	-6,1	-6,3	-6,7	-6,8	-7,0	-7,2	-7,6	-7,7	-7,9	-8,2	
Maintenance	-1,8			-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
SPEDE	-8,8			-0,4	-0,4	-0,4	-0,5	-0,5	-0,6	-0,6	-0,6	-0,7	-0,7	-0,8	-0,9	-0,9	-1,0	-1,1	-1,2	-1,3	-1,3	-1,4	-1,6	
Pertes électriques	-0,3			-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04	
Total	-78,0			-4,5	-4,7	-5,0	-5,2	-5,5	-5,8	-6,0	-6,3	-6,5	-6,7	-7,1	-7,4	-7,8	-8,0	-8,3	-8,6	-9,0	-9,3	-9,6	-10,0	
Gains (VAN)	-26,6	0,6	2,5	-1,0	-1,2	-1,4	-1,5	-1,7	-1,9	-2,1	-2,3	-2,4	-2,6	-2,8	-3,1	-3,4	-3,5	-3,7	-3,9	-4,3	-4,4	-4,6	-4,9	
Flux monétaire actualisé cumulé		0,6	3,0	2,1	1,1	-0,1	-1,3	-2,6	-3,9	-5,3	-6,8	-8,3	-9,8	-11,3	-12,9	-14,6	-16,3	-18,0	-19,7	-21,4	-23,1	-24,9	-26,6	

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19

Le Distributeur comprend que la question de la Régie porte sur la rentabilité du Contrat dans l’hypothèse où le raccordement au réseau intégré se réalise pendant sa durée de vie. Comme mentionné en réponse à la question 2.6, les coûts du Projet n’étant pas finalisés, le Distributeur ne peut fournir une analyse qui tient compte de l’ensemble de ceux-ci. Cette analyse devrait présenter notamment les coûts permettant le respect du critère de fiabilité, soit ceux associés au maintien de la centrale thermique en réserve froide, et les coûts d’investissements requis pour le raccordement.

Dans un scénario théorique, en supposant un coût nul pour le projet de raccordement, aucun coût évité d’approvisionnement et une mise en service du Projet à la fin de l’année 2025, la perte d’économie anticipée maximale en lien avec le Contrat s’élèverait à 22,7 M\$, soit la différence entre le bénéfice cumulé sur l’horizon 2018-2039 et celui sur la période 2018-2025. De la même manière, la perte d’économie anticipée maximale en lien avec le Contrat serait de 15,3 M\$, si la mise en service du Projet se réalisait à la fin de l’année 2030.

Enfin, le Contrat a l’avantage de réduire dès à présent la dépendance des IDLM aux combustibles fossiles favorisant ainsi la diminution des GES. À ce titre, le Contrat devrait être signé dans les meilleurs délais afin de bénéficier au plus vite des avantages tant économiques qu’environnementaux.

2.8.2 Le total des coûts et des gains entre la mise en service du Projet de raccordement et la fin du Contrat.

Réponse :

20

Voir la réponse à la question 2.8.1.

Dans votre réponse aux deux questions 2.8.1 et 2.8.2, veuillez présenter vos hypothèses et les calculs détaillés, incluant les considérations sur les coûts évités utilisés pour ces deux périodes.

Dans votre réponse à la question 2.8.2, veuillez expliquer comment votre réponse à la question 2.7 a été prise en compte dans l'analyse coûts/bénéfices du Contrat après la mise en service du Projet de raccordement.

- 2.9 Veuillez présenter l'analyse de la rentabilité de la question précédente en tenant compte d'un retard de 5 ans du Projet de raccordement. Le cas échéant, veuillez présenter les implications de ce retard sur les hypothèses considérées pour les calculs.

Réponse :

- 1 **Voir la réponse à la question 2.8.1.**