D É C I S I O N

QUÉBEC **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**

D-2023-094	**R-4230-2023**	**26 juillet 2023**

PRÉSENTE :

Sylvie Durand
Régisseur

Hydro-Québec
Demanderesse

Décision finale

Demande d'approbation du contrat d'approvisionnement en électricité à partir d'un parc éolien dans le réseau autonome de Kuujjuarapik-Whapmagoostui

Demanderesse :

Hydro-Québec
représentée par Me Marie-Michelle Côté.

TABLE DES MATIÈRES

1. INTRODUCTION 5

2. CONTEXTE DE LA DEMANDE 6

3. LE PROJET DE CONVERSION DU RÉSEAU DE KUUJJUARAPIK-WHAPMAGOOSTUI 7

4. MODALITÉS DU CONTRAT 8

5. CONFORMITÉ AUX ORIENTATIONS POUR LA CONVERSION ÉNERGÉTIQUE DES RÉSEAUX AUTONOMES 12

6. OPINION DE LA RÉGIE 18

DISPOSITIF 19

1. INTRODUCTION

[1] Le 3 mai 2023, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande d'approbation (la Demande) d'un contrat d'approvisionnement en électricité à partir d'un parc éolien de 2 MW dans le réseau autonome de Kuujjuarapik-Whapmagoostui (le Contrat)[1]. La Demande est soumise en vertu de l'article 74.2 (2) de la *Loi sur la Régie de l'énergie*[2] (la Loi).

[2] Le 24 mai 2023, la Régie diffuse sur son site internet un avis aux personnes intéressées (l'Avis) par lequel, notamment, elle informe les parties qu'elle traitera la Demande par voie de consultation et qu'elle ne juge pas nécessaire de solliciter d'intervention formelle au dossier. La Régie indique que les personnes intéressées pourront lui soumettre des commentaires écrits au plus tard le 29 juin 2023 et que le Distributeur pourra répondre à ces commentaires au plus tard le 7 juillet 2023[3].

[3] Le 25 mai 2023, le Distributeur confirme que l'Avis est diffusé sur son site internet.

[4] Le 13 juin et le 28 juin 2023, la Régie transmet deux demandes de renseignements (DDR) au Distributeur[4] qui y répond le 22 juin et le 5 juillet 2023, respectivement[5].

[5] La Régie n'a reçu aucun commentaire de personnes intéressées.

[6] Dans le cadre de la présente décision, la Régie se prononce sur la Demande.

---

1 Pièce B-0002.
2 RLRQ, c. R-6.01.
3 Pièce A-0003.
4 Pièces A-0005 et A-0008.
5 Pièces B-0011 et B-0014.

2. CONTEXTE DE LA DEMANDE

[7] Le Distributeur soumet la Demande en vertu de l'article 74.2 (2) de la Loi. Il rappelle que la Régie a statué que la procédure d'appel d'offres prévue à l'article 74.1 de la Loi ne s'applique pas aux approvisionnements dans les réseaux autonomes et qu'il doit, en vertu de l'article 74.2 (2) de la Loi, soumettre à la Régie pour approbation les contrats d'approvisionnement qu'il entend conclure pour répondre aux besoins de ces réseaux[6]. Il réfère, à cet égard, aux extraits suivants de la décision D-2017-140 telle que rectifiée par la décision D-2017-140R :

> « *[408] En conséquence, la Régie est d'avis que la procédure d'appel d'offres prévue à l'article 74.1 de la Loi ne s'applique pas aux approvisionnements dans les réseaux autonomes* »[7].
>
> Et
>
> « [*422] En conséquence, la Régie est d'avis que le Distributeur doit soumettre pour approbation, en vertu de l'article 74.2 de la Loi, les contrats d'approvisionnement qu'il entend conclure pour répondre aux besoins des réseaux autonomes et, en vertu de l'article 72 de la Loi, un plan d'approvisionnement spécifique pour ces réseaux* »[8].

[8] Le Contrat a été conclu le 27 avril 2023 par le Distributeur, de gré à gré, avec la Société d'énergie renouvelable Kuujjuarapik-Whapmagoostui (le Fournisseur), une société constituée en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions*[9], détenue à 50 % par la communauté inuite de Kuujjuarapik et à 50 % par la communauté crie de Whapmagoostui et identifiée au Contrat comme « 9415-1610 QUÉBEC INC. »[10]. Il vise l'achat par le Distributeur de l'électricité qui sera produite par le parc éolien Great Whale River (parc éolien GWR) qui sera situé dans la zone 1-A du Village Cri de Whapmagoostui[11].

---

6 Pièce B-0004, p. 5.

7 Dossier R-3986-2016, décision D-2017-140, p. 127, par. 408.

8 Dossier R-3986-2016, par. 422, tel que rectifié par la décision D-2017-140R, p. 4, par. 4.

9 RLRQ, c. s-31.1.

10 Pièces B-0004, p. 5 (lignes 7 à 12 et note de bas de page nº 3), et B-0006, p. 1.

11 Pièce B-0006, *Contrat d'approvisionnement en électricité entre 9415-1610 QUÉBEC INC. et HYDRO-QUÉBEC, dans ses activités de distribution d'électricité* (Contrat d'approvisionnement en électricité), p. 61 (annexe I) et p. 94 (annexe VI : *Entente de raccordement pour l'intégration d'un parc éolien au réseau autonome d'Hydro-Québec entre Hydro-Québec, dans ses activités de distribution d'électricité et 9415-1610 QUÉBEC INC* (Entente de raccordement), p. 39, annexe I).

[9] Le Contrat s'inscrit dans le cadre du projet de conversion du réseau autonome de Kuujjuarapik-Whapmagoostui à l'énergie renouvelable (le Projet) et est en lien avec la stratégie de conversion énergétique des réseaux autonomes que le Distributeur a entreprise, par laquelle il vise à convertir de façon partielle ou totale la production d'électricité des réseaux autonomes à des sources d'énergie plus propres.

[10] Le Distributeur explique que le réseau électrique de Kuujjuarapik-Whapmagoostui est alimenté par une centrale thermique fonctionnant au diesel léger dont Hydro-Québec a pris possession en 1981 lors d'un transfert du gouvernement fédéral[12]. Il précise que l'énergie produite en vertu du Contrat permettra d'approvisionner environ 29 % de la charge électrique du réseau autonome de Kuujjuarapik-Whapmagoostui en énergie renouvelable, entraînant une réduction d'environ 27 % des émissions de gaz à effet de serre (GES) de la centrale thermique au diesel et de réduire les coûts d'approvisionnement[13].

3. LE PROJET DE CONVERSION DU RÉSEAU DE KUUJJUARAPIK-WHAPMAGOOSTUI

[11] Le Projet se décline principalement en trois composantes[14] :

1. L'aménagement du parc éolien GWR de deux éoliennes de 1 MW par le Fournisseur;
2. La construction, par le Distributeur, d'une ligne de distribution à 25 kV, de près de 7 km, permettant de relier le nouveau poste de départ du Fournisseur à un nouveau poste élévateur, voisin de la centrale thermique actuelle; et
3. La mise en place des automatismes et du système de jumelage à la centrale du Distributeur.

[12] Pièce B-0004, p. 6, lignes 19 et 20.
[13] Pièce B-0004, p. 5.
[14] Pièce B-0004, p. 8 à 10.

[12] Pour permettre l'intégration de ce parc éolien, le Projet nécessite également les investissements suivants[15] :

- L'ajout d'un système de stockage d'énergie (SSÉ), d'une capacité de 900 kW/900 kWh, mis en service en octobre 2022, afin de permettre son appropriation sur le plan technique;
- Un nouveau système de télécommunications par fibre optique entre la centrale au diesel du Distributeur et les installations du Fournisseur afin d'assurer la conduite et la protection du réseau du Distributeur; et
- L'adaptation des automatismes de la centrale au diesel existante, combinée à l'ajout d'équipements de télécommunications, afin de permettre une gestion efficace et fiable de la centrale, du parc éolien et du SSÉ.

[13] Le Distributeur assumera l'ensemble des investissements en lien avec la centrale au diesel, le SSÉ, le réseau de télécommunication et le réseau de distribution dont les coûts paramétriques ont été intégrés à son analyse économique[16].

4. MODALITÉS DU CONTRAT

[14] Le Fournisseur est responsable de l'ensemble des investissements requis pour la construction, l'exploitation et l'entretien des installations du parc éolien GWR[17]. Il assume le risque associé à la réalisation de ce parc et a notamment la responsabilité de satisfaire aux exigences environnementales et d'obtenir tous les permis requis à cet égard[18].

[15] Le Contrat est d'une durée de 25 ans à compter de la date du début des livraisons, dont la date garantie est le 1er décembre 2025[19].

---

15 Pièce B-0004, p. 8 à 10.
16 Pièce B-0004, p. 9, section 2.4.
17 Pièce B-0004, p. 9, section 2.3.
18 Pièce B-0004, p. 10, lignes 11 à 13.
19 Pièces B-0004, p. 5 et 10, et B-0006, art. 1 (« *date de début des livraisons* » et « *date garantie de début des livraisons* »), 4 et 6.1 du Contrat d'approvisionnement en électricité.

Étapes critiques

[16] Le Contrat établit l'échéancier des quatre étapes critiques de réalisation des conditions et obligations que le Fournisseur doit remplir préalablement à la date garantie de début des livraisons[20].

Quantités contractuelles

[17] Le Contrat fixe la puissance contractuelle à 2 000 kW (2 MW) et l'énergie contractuelle à livrer à 4 415 000 kWh (4 415 MWh) pour une année contractuelle de 365 jours[21].

[18] Le Distributeur s'engage à recevoir et à payer toute l'énergie admissible et à payer également pour l'énergie rendue disponible. Le Fournisseur est réputé avoir satisfait à son obligation de livrer l'énergie contractuelle si la somme de l'énergie admissible et de l'énergie rendue disponible est au moins égale à l'énergie contractuelle.

Prix de l'électricité

[19] Le prix convenu pour l'électricité[22] englobe à la fois les composantes énergie et puissance. Pendant une année contractuelle donnée, le Distributeur paie pour chaque kWh d'énergie admissible livré, pour l'énergie rendue disponible et pour l'électricité livrée en période d'essai.

[20] Le Contrat prévoit la formule d'établissement du prix de l'énergie admissible pour la première année, ainsi que la formule d'établissement du prix à payer à compter de la deuxième année. Le prix est établi au 1er janvier de chaque année civile à partir du prix de 0,22000 $/kWh (220,00 $/MWh) fixé au 1er janvier 2023.

---

20 Pièce B-0006, art. 6 du Contrat d'approvisionnement en électricité.
21 Pièce B-0006, art. 7 du Contrat d'approvisionnement en électricité.
22 Pièce B-0006, art. 15 du Contrat d'approvisionnement en électricité.

[21] Pour l'établissement du prix à payer pour la première année contractuelle, le prix est indexé à raison de 2 % par année jusqu'à la date la plus hâtive entre la garantie de début des livraisons ou la date de début des livraisons, selon la formule suivante :

$$E_t = (1{,}0016516)^{nb\ de\ mois\ [DDL\ -\ janvier\ 2023]} \times 0{,}2200\ \$/kWh$$

[22] À compter de la deuxième année contractuelle, le prix sera majoré de 2 % après 12 mois de la date de début des livraisons. Après cette date, le prix sera majoré de 2 % à tous les 12 mois pour la durée du Contrat[23].

[23] Le Distributeur affirme que les négociations de gré à gré avec le Fournisseur ont permis de « *définir un projet d'énergie renouvelable avantageux pour les deux parties impliquées, tout en satisfaisant aux orientations du Distributeur qui le guident dans la conversion de ses réseaux autonomes à des énergies plus propres* »[24].

[24] En réponse à une question de la Régie, le Distributeur précise la manière avec laquelle il s'est assuré de la valeur concurrentielle du prix obtenu à la suite de la négociation de gré à gré avec le Fournisseur :

> « *La négociation étant de type « à livre ouvert », le Distributeur a été en mesure de questionner le budget du Fournisseur pour toutes les composantes des coûts de construction et d'opération, et d'évaluer la crédibilité de ses hypothèses dans un contexte économique inflationniste. Le Distributeur a travaillé de concert avec une firme d'ingénierie externe afin de s'assurer que les prix des principales composantes du projet (parc éolien, route, poste de départ et exploitation) étaient justes.*
>
> *Le Fournisseur a aussi partagé avec le Distributeur son modèle économique. Le Distributeur a donc été en mesure d'en faire une révision et de négocier le prix d'achat d'énergie en conséquence sur la base de la crédibilité de ses hypothèses, et ainsi s'assurer de la valeur concurrentielle du prix.*
>
> *En ce qui a trait à la comparaison du prix d'achat d'énergie négocié au présent dossier avec ceux des projets des parcs éoliens de Grosse-Ile (PEDGI) et de la Dune-du-Nord (PEDDN), le Distributeur tient à souligner les contextes de projets*

---

23 Pièces B-0004, section 3.2, et B-0006, p. 18 à 23 du Contrat d'approvisionnement en électricité, art. 15.

24 Pièce B-0004, p. 10, lignes 3 à 10.

> *très différents. En effet, en comparaison avec la puissance de ceux de PEDGI et PEDDN de 16,8 MW et 6,4 MW respectivement, la taille du parc éolien du projet GWR, avec ses 2 MW installés, réduit les économies d'échelle possibles. Le régime de vent exceptionnel des Îles-de-la-Madeleine (IDLM) permet également aux projets de PEDGI et PEDDN de réduire leurs coûts unitaires. Finalement, bien que le réseau des IDLM et de Kuujjuarapik-Whapmagoostui soient tous deux des réseaux autonomes, l'éloignement de ce dernier, et par conséquent les surcoûts de construction, s'avèrent beaucoup plus importants* »[25].

[25] Le Fournisseur obtient également une rémunération lorsque le Distributeur constate une économie additionnelle liée à sa consommation de carburant ou à des économies supplémentaires relatives au système de plafonnement et d'échange des droits d'émission de GES (SPEDE)[26].

Garanties

[26] Le Contrat établit les garanties liées au début des livraisons, à l'exploitation et à l'Entente de raccordement, ainsi que leurs formes et modalités. Il précise, notamment, que le Fournisseur garantit financièrement le remboursement des coûts des travaux requis pour l'intégration des installations éoliennes au réseau autonome[27].

Clauses de dommages et pénalités

[27] Le Contrat prévoit les pénalités pour un retard relatif au début des livraisons, pour les dommages prévus en cas de défaut de livrer l'énergie contractuelle, pour les dommages en cas de révision de l'énergie contractuelle ainsi que les dommages en cas de résiliation[28].

---

25 Pièce B-0011, p. 10 et 11, R. 5.1.

26 Pièce B-0004, p. 10, lignes 16 à 25,

27 Pièces B-0004, sections 3.3 et 3.4, p. 11 et 12, et B-0006, p. 36 du Contrat d'approvisionnement en électricité, art. 26 et p. 30 de l'Entente de raccordement, art. 33.

28 Pièces B-0004, section 3.5, p. 13, et B-0006, p. 45 à 47 du Contrat d'approvisionnement en électricité, art. 30 à 33.

5. CONFORMITÉ AUX ORIENTATIONS POUR LA CONVERSION ÉNERGÉTIQUE DES RÉSEAUX AUTONOMES

[28] Le Distributeur soutient[29] que le Projet est conforme aux quatre orientations approuvées par la Régie dans sa décision D-2017-140[30] et réitérées par les décisions D-2022-062[31] et D-2022-109[32]. Ces orientations sont les suivantes :

- La fiabilité de l'approvisionnement;
- La réduction des émissions de GES;
- L'acceptabilité sociale et environnementale; et
- La réduction des coûts d'approvisionnement.

Fiabilité de l'approvisionnement

[29] Le Distributeur indique que le maintien de la centrale au diesel contribuera à assurer la fiabilité de l'approvisionnement du réseau de Kuujjuarapik-Whapmagoostui[33]. Le Distributeur précise que la puissance garantie de cette dernière sera planifiée de façon à toujours être suffisante pour alimenter seule ce réseau au besoin. La centrale au diesel aura une contribution en puissance allant de 20 % à 100 % pour une moyenne de 71 % de la production d'électricité de la communauté[34].

[30] Le Contrat constituera un achat ferme d'énergie de source renouvelable qui sera intégrée dans le réseau de Kuujjuarapik-Whapmagoostui, tout en respectant les critères de fiabilité et de stabilité qui gouvernent les opérations du Distributeur dans les réseaux autonomes.

[31] Le SSÉ prévu pour accroître la contribution en énergie renouvelable dans le mixte énergétique thermique diesel-éolien contribuera à assurer la stabilité d'alimentation du réseau, de pair avec le ou les groupes diesel en fonction. Le Distributeur précise que le SSÉ contribuera également à augmenter le taux d'intégration de l'énergie éolienne d'une valeur

---

29 Pièce B-0004, sections 4 à 7, p. 13 et 14.
30 Dossier R-3987-2016, décision D-2017-040, p. 95 et 96, par. 304 à 310.
31 Dossier R-4110-209, phase 1, décision D-2022-062, p. 169, par. 641.
32 Dossier R-4110-209, phase 2, décision D-2022-109, p. 19 et 20, par. 59 à 61.
33 Pièce B-0004, section 4, p. 13.
34 Pièce B-0011, p. 12, R-6.1 et 6.2.

moyenne annuelle de l'ordre de 8 % de la production d'électricité totale de la communauté sur la durée du Contrat et que la majorité des recharges du SSÉ se feront alors que le parc éolien sera en production[35].

Réduction des émissions de GES

[32] Sur la durée du Contrat[36], le parc éolien GWR permettra d'éviter l'utilisation de plus de 26 millions de litres de combustible à la centrale au diesel, réduisant ainsi les émissions de GES à environ 71 000 t équiv. CO_2 sur cette période, ce qui représente une diminution d'environ 27 %. Le Distributeur précise que la valeur monétaire économique associée à la réduction des GES sur la période du Contrat représente 2,75 M$ en valeur actualisée de l'année 2023[37].

Acceptabilité sociale et environnementale

[33] Le Distributeur présente l'historique des démarches de consultation entreprises auprès des communautés de Kuujjuarapik et de Whapmagoostui sur le Projet[38]. Il précise que le 23 février 2022, dans le cadre de la procédure d'évaluation environnementale, le Comité d'examen des répercussions sur l'environnement et le milieu social (le COMEX) a tenu une séance de consultation publique. Le 3 juin 2022, le COMEX a transmis au Fournisseur son certificat d'autorisation permettant la réalisation du projet éolien GWR.

[34] Le Distributeur souligne que le COMEX recommande l'autorisation du Projet, ainsi que la création d'un comité de suivi de concertation qui veillera aux retombées économiques du Projet, à la prise en compte des commentaires et des plaintes de la population et à l'élaboration d'un plan de communication et participera à la révision du plan de mesures d'urgence. Il prendra également connaissance de l'information découlant des rapports d'inventaire, de surveillance et de suivi d'utilisation du territoire[39].

---

35 Pièce B-0011, p. 13, R-6.3 et 6.4.
36 Pièce B-0004, section 5, p. 13.
37 Pièce B-0011, p. 8, R. 4.1.
38 Pièce B-0004, section 6, p. 14.
39 Pièce B-0011, p. 15 et 16, R. 8.1.

[35] Le Distributeur conclut :

> « *Tant les commentaires reçus lors des différentes activités de consultation et d'information réalisées par le Fournisseur, que l'appui des représentants des communautés de Kuujjuaraapik et Whapmagoostui démontrent que le Projet, dans son ensemble, reçoit un accueil favorable de la part du milieu* »[40].

Réduction des coûts d'approvisionnement

[36] Le Distributeur a effectué une analyse économique sur la période 2023-2050[41] afin d'estimer les bénéfices résultant du Contrat. Cette analyse a pris en compte :

- La prévision des besoins en énergie pour l'ensemble du réseau autonome, réalisée en 2022, pour la période de 2026 à 2050;
- L'ensemble des coûts paramétriques des investissements à réaliser sur la période d'analyse, de même que les charges d'opération et de maintenance de la centrale au diesel;
- La prévision du prix du combustible pour la centrale au diesel; et
- Les coûts actualisés liés aux investissements et aux charges d'implantation du Projet.

[37] Le Distributeur a également comparé les réductions des charges du Projet par rapport au *statu quo*, qui correspond au maintien de l'alimentation électrique de la communauté à partir d'une centrale au diesel.

[38] Les résultats de l'analyse économique indiquent que le Projet génère un gain économique de 1 M$ actualisé à l'année 2023 sur la période 2023-2050 par rapport au scénario du *statu quo*[42].

[39] Cette analyse économique prend en compte la subvention obtenue par le Distributeur dans le cadre du programme *Réseaux Intelligents* de Ressources Naturelles Canada qui couvre 25 % des coûts du SSÉ[43], soit un montant de 7,9 M$. Le Distributeur précise que

---

40 Pièce B-0004, section 6, p. 14.
41 Pièce B-0004, section 7, p. 14 à 19.
42 Pièce B-0004, section 7.4, p. 17.
43 Pièce B-0004, section 7.3, p. 16.

les premiers déboursés seront effectués en 2023 et se poursuivront progressivement jusqu'à l'intégration de l'énergie renouvelable prévue à la fin du Projet, en 2025[44].

[40] Il précise que la rareté de la main-d'œuvre dans un contexte de transition énergétique, la disponibilité des entrepreneurs et les chaînes d'approvisionnement globalement sous tension, ainsi que les coûts de construction liés à l'éloignement des villages du Projet, sont des causes possibles d'une augmentation des coûts des investissements au présent dossier.

[41] Cependant, le Distributeur souligne que l'envergure des travaux de construction demeure limitée et que le contexte qui prévaut actuellement contribue à réduire les risques inhérents à ces coûts.

[42] Le Distributeur évalue à environ 14,5 M$ ses investissements exposés à des variations de coûts. L'impact estimé d'une augmentation de ces coûts de 5 % et 10 % serait de 700 k$ et de 1,4 M$ sur la rentabilité du projet, respectivement.

[43] Cela dit, le Distributeur souligne que les coûts de construction liés à l'éloignement des villages de Kuujjuarapik-Whapmagoostui sont beaucoup plus importants que ceux du réseau des Îles-de-la-Madeleine en raison des facteurs suivants :

- La faible disponibilité locale d'équipements;
- L'absence de personnel spécialisé localement;
- Le transport moins fréquent de marchandises et de personnes sur de plus longues distances; et
- Le manque de logements et de services pour les travailleurs sur place[45].

---

44 Pièce B-0011, p. 6, R. 3.1.

45 Pièce B-0011, p. 4 et 5, R. 2.1, et B-0014, p. 4, R. 1.1.

[44] À la demande de la Régie, le Distributeur présente la comparaison des caractéristiques des différents projets éoliens avec celles au présent dossier, soit celles du parc éolien de Grosse-Îles (PEDGI) et du parc éolien de la Dune-du-Nord (PEDDN) :

TABLEAU 1

CARACTÉRISTIQUES DES DIFFÉRENTS PROJETS ÉOLIENS

	Éolien-nes (nb)	Puissance (MW)	FU (%)	Production annuelle disponible (MWh)	Coût d'achat (M$ act.2023)	Coûts d'achat unitaire (¢/kWh act.2023)	Durée du contrat (années)
PEDGI	4	16,8	51,1	75 200	116	8,7[1]	30
PEDDN	2	6,4	52,4	29 380	59	12,9[1]	20
PEGWR	2	2	29,6	5 194	16	22,0	25

Note 1 : Les coûts d'achat unitaires des PEDGI et PEDDN sont présentés en annuité croissante à un taux de 2 % pour faciliter la comparaison avec celui du PEGWR.

Source : Pièce B-0014, p. 5, R-1.2, tableau R-1.2.

[45] Le Distributeur précise cependant que pour les projets du PEDGI et du PEDDN, les valeurs de facteur d'utilisation (FU) et de production annuelle disponible ont été utilisées pour établir l'énergie contractuelle, alors que dans le cas du parc éolien GWR, l'énergie contractuelle est plutôt basée sur une estimation de la quantité d'énergie pouvant être intégrée au réseau de Kuujjuarapik-Whapmagoostui. Si le Distributeur attribuait une valeur à toute la production annuelle disponible du parc éolien GWR, comme cela est prévu pour les projets du PEDGI et du PEDDN, le coût unitaire serait inférieur, soit 18,7 ¢/kWh, plutôt que 22,0 ¢/kWh[46].

[46] De plus, le Distributeur souligne que la comparaison des coûts d'achat doit également prendre en considération le fait que le coût du poste de départ est inclus dans le prix des contrats du PEDDN et du parc éolien GWR, alors qu'il ne l'est pas pour PEDGI. Le FU a également un impact significatif sur les coûts d'achat unitaires.

46 Pièce B-0014, p. 5, R. 1.2.

[47] Afin de vérifier l'impact de différents paramètres sur la rentabilité du projet de conversion à l'énergie renouvelable, le Distributeur a effectué les analyses de sensibilité relatives aux paramètres suivants :

- Le coût du carburant;
- Le prix du SPEDE;
- Le niveau des quantités intégrées d'énergie renouvelable; et
- La Participation au marché du carbone volontaire à partir de 2030.

[48] Le Distributeur présente les résultats de ces analyses au tableau suivant :

TABLEAU 2

RÉSULTATS DES ÉTUDES DE SENSIBILITÉ

Variation	**Impact sur le gain économique de 1 M$ act. 2023 du scénario Éolien+diesel par rapport au *statu quo***
Augmentation de 10 % du coût du carburant	+ 3 M$ act. 2023
Diminution de 10 % du coût du carburant	− 3 M$ act. 2023
Augmentation de 100 % du prix du SPEDE	+ 3 M$ act. 2023
Plus d'énergie intégrée durant les trois premières années contractuelles	+ 1,3 M$ act. 2023
Moins d'énergie intégrée durant les trois premières années contractuelles	− 1,3 M$ act. 2023
Participation au marché de carbone volontaire à partir de 2030	+ 1 M$ act. 2023

Source : Pièce B-0004, p. 19.

[49] Tel que mentionné précédemment[47], en réponse à une question de la Régie, le Distributeur affirme s'être assuré de la valeur concurrentielle du prix obtenu à la suite de la négociation de gré à gré avec le Fournisseur[48].

47 Au par. 24 de la présente décision.
48 Pièce B-0011, R-5.1, p.10 et 11.

6. OPINION DE LA RÉGIE

[50] Le Contrat résulte d'un processus de négociation entrepris il y a quelques années.

[51] Dans le cadre de son plan d'approvisionnement 2020-2029 (le Plan 2020-2029), le Distributeur annonçait qu'un projet de production d'énergie éolienne lui avait été soumis par un promoteur issu des communautés inuite et crie de Kuujjuarapik-Whapmagoostui. Le Distributeur procédait à l'évaluation des aspects technico-économiques du projet, afin d'amorcer, le cas échéant, la négociation d'un contrat d'approvisionnement en électricité[49].

[52] Dans le cadre de l'état d'avancement 2020 du Plan 2020-2029, le Distributeur annonçait être toujours en discussion avec le promoteur[50], issu des communautés inuite et crie, concernant un contrat d'achat d'énergie éolienne. Le début des livraisons visé était prévu pour décembre 2023[51].

[53] Dans le cadre de l'état d'avancement 2021 du Plan 2020-2029, le Distributeur annonçait avoir poursuivi ses discussions avec le promoteur concernant un projet éolien. Le but des discussions était de conclure un contrat d'achat d'énergie qui serait déposé pour approbation à la Régie en 2022[52].

[54] Dans le cadre de son plan d'approvisionnement 2023-2032, le Distributeur annonçait que les discussions visant à conclure un contrat d'approvisionnement en électricité étaient en cours et qu'il souhaitait le déposer pour approbation par la Régie en 2023.

[55] Tel que mentionné précédemment, le Contrat est soumis à l'approbation de la Régie en vertu de l'article 74.2 (2), de la Loi, conformément à sa décision D-2017-140 telle que rectifiée[53]. Il a été conclu de gré à gré, soit selon une des options que la Régie a jugées acceptables pour la conclusion d'un contrat d'approvisionnement en électricité d'un réseau autonome[54].

---

49 Dossier R-4110-2019, phase 1, pièce B-0010, p. 41, lignes 4 à 7.
50 Kuujjuarapik Whapmagoostui Renewable Energy Corporation, soit le Fournisseur au Contrat sous examen.
51 *État d'avancement 2020 du Plan d'approvisionnement 2020-2029*, p. 35, lignes 8 à 12.
52 *État d'avancement 2021 du Plan d'approvisionnement 2020-2029*, p. 35, lignes 8 à 12.
53 Décision D-2017-140, par. 422 tel que rectifié par la décision D-2017-140R, p. 4.
54 Décision D-2017-140, p. 127, par. 420.

[56] Le Contrat fait partie intégrante du Projet, dont la Régie évalue la conformité aux orientations précitées pour les projets de conversion énergétique en réseaux autonomes approuvées par sa décision D-2017-140 et réitérées dans ses décisions D-2022-062 et D-2022-109.

[57] La Régie constate que le Projet est conforme à ces orientations, soit à l'égard de la fiabilité d'approvisionnement, de la réduction des émissions de GES, de l'acceptabilité sociale et environnementale et de la réduction des coûts d'approvisionnement.

[58] La Régie constate, comme mentionné par le Distributeur, que la taille du projet et les contraintes d'éloignement ont un impact sur l'augmentation des coûts au présent dossier par rapport au projet de PEDDN et PEDGI.

[59] Par ailleurs, la Régie est satisfaite de la procédure suivie par le Distributeur pour déterminer que le Contrat offre le prix le plus bas dans un contexte de négociation de gré à gré.

[60] À la suite de son examen de l'ensemble de la preuve au dossier, la Régie juge qu'il y a lieu d'approuver le Contrat.

[61] **Par conséquent, la Régie approuve le Contrat, tel que soumis par le Distributeur à la pièce B-0006.**

[62] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

APPROUVE le Contrat conclu entre Hydro-Québec et 9415-1610 QUÉBEC INC., tel que soumis par le Distributeur à la pièce B-0006.

Sylvie Durand
Régisseur