

# **Demande d'autorisation du contrat d'approvisionnement en électricité à partir d'un parc éolien dans le réseau autonome de Puvirnitug**



## Table des matières

Lexique.....	5
1. Contexte.....	6
1.1. Réseau de Puvirnitug.....	6
2. Projet de conversion du réseau autonome de Puvirnitug.....	7
2.1. Aménagement d'un parc éolien.....	8
2.2. Raccordement du parc éolien en distribution par le Distributeur.....	8
2.3. Raccordement à la centrale du Distributeur.....	8
2.4. Déploiement des systèmes de jumelage.....	9
2.5. Investissements du Fournisseur.....	9
2.6. Investissements d'Hydro-Québec.....	9
3. Modalités du contrat.....	9
3.1. Quantité d'énergie contractuelle.....	9
3.2. Prix de l'électricité.....	10
3.3. Garanties au Contrat.....	10
3.4. Garanties de l'Entente de raccordement.....	10
3.5. Clauses de dommages et pénalités.....	11
4. Fiabilité de l'approvisionnement.....	12
5. Réduction des émissions de gaz à effet de serre.....	12
6. Acceptabilité sociale et environnementale.....	13
7. Coûts d'approvisionnement.....	14
7.1. Prévion de la demande.....	14
7.2. Principales hypothèses de l'analyse économique.....	15
7.3. Demande de subvention.....	16
7.4. Résultats de l'analyse économique.....	17
7.5. Études de sensibilité.....	18
8. Conclusion.....	19

### Liste des figures

Figure 1 Carte des réseaux autonomes avec localisation du réseau de Puvirnitug.....	7
Figure 2 Projet de conversion énergétique du réseau de Puvirnitug.....	8
Figure 3 Prévion des besoins en énergie à Puvirnitug.....	15
Figure 4 Prévion du prix du diesel à la centrale thermique sur la durée du Contrat.....	16

### Liste des tableaux

Tableau 1 Garanties d'exploitation.....	10
Tableau 2 Résiliation pour défaut antérieur à la date de début des livraisons.....	12
Tableau 3 Résultats de l'analyse économique.....	17
Tableau 4 Résultats de l'analyse économique de la conversion des réseaux de Quaqtq et Puvirnitug.....	18
Tableau 5 Résultats des études de sensibilité.....	19



## Lexique

act.	actualisé
CQEK	Commission de la Qualité de l'environnement Kativik
ÉRA	Programme Énergie en réseau autonome, anciennement Programme d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉ)
ERD	Énergie rendue disponible
Fournisseur	Parc éolien Puvimituq Inc.
GES	Gaz à effet de serre
IP	Indisponibilité prolongée
km	kilomètre
kV	kilovolt
kW	kilowatt
LRÉ	<i>Loi sur la Régie de l'énergie</i>
MW	mégawatt
s.o.	Sans objet
SPEDE	Système de plafonnement et d'échange des droits d'émission de gaz à effet de serre
SSÉ	Système de stockage d'énergie
t éq. CO <sub>2</sub>	tonne d'équivalent CO <sub>2</sub>
WTI	West Texas Intermediate (indice de référence pour le prix du pétrole brut)

## 1. Contexte

1 Par la présente, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur)  
2 soumet pour autorisation à la Régie un contrat d'approvisionnement en électricité conclu de  
3 gré à gré avec Parc éolien Puvirnituaq Inc. (le Fournisseur) pour l'achat de l'énergie produite  
4 par un nouveau parc éolien de 9 MW qui sera construit et exploité par le Fournisseur. Parc  
5 éolien Puvirnituaq Inc. est une corporation détenue par Les Énergies Tarquti Inc. (Tarquti) et la  
6 coopérative locale de Puvirnituaq.

7 Les livraisons d'énergie du contrat, d'une durée de 25 ans, débuteront le 1<sup>er</sup> janvier 2029.  
8 L'énergie produite permettra au Distributeur d'approvisionner environ 60 % du réseau  
9 autonome de Puvirnituaq en énergie renouvelable sur la durée du contrat. Ce dernier entraînera  
10 également une réduction des émissions de gaz à effet de serre (les émissions de GES)  
11 provenant de la centrale au diesel du Distributeur, de l'ordre de 58 %.

### 1.1. Réseau de Puvirnituaq

12 La communauté de Puvirnituaq est située au Nunavik, sur la côte Est de la Baie d'Hudson à  
13 environ 4 km de la baie de Puvirnituaq, sur la rive nord de la rivière Puvirnituaq.

14 Ce réseau autonome n'est accessible que par avion pour le transport des personnes. Des  
15 navires assurent l'approvisionnement en marchandises au rythme de deux à quatre livraisons  
16 par année, tandis qu'un pétrolier le dessert en carburant à la fréquence d'une livraison par  
17 année. La saison de navigation est courte, s'étendant habituellement de juin à octobre.

18 Le réseau électrique est actuellement alimenté par une centrale thermique fonctionnant au  
19 diesel léger dont Hydro-Québec a pris possession en 1981 lors d'un transfert du gouvernement  
20 fédéral. Cette centrale est en fin de vie et sera remplacée d'ici 2027 par une nouvelle centrale  
21 thermique moderne dont la conception facilitera l'intégration des énergies renouvelables. La  
22 centrale comble les besoins du réseau qui comptait, au 31 décembre 2024, 1183 abonnés  
23 (1046 résidentiels, 136 commerciaux, institutionnels et industriels et 1 éclairage public) dont  
24 36 abonnés bénéficiaient du programme Énergie en réseau autonome (ÉRA)<sup>1</sup>. Compte tenu  
25 de la tarification en vigueur au Nunavik, l'essentiel du chauffage de l'eau et des espaces des  
26 bâtiments est assuré par des fournaies au mazout. La figure 1 présente la localisation du  
27 réseau autonome de Puvirnituaq.

---

<sup>1</sup> Jusqu'à récemment connu sous le nom de Programme d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉ).

Figure 1  
Carte des réseaux autonomes avec localisation du réseau de Puvirnituk

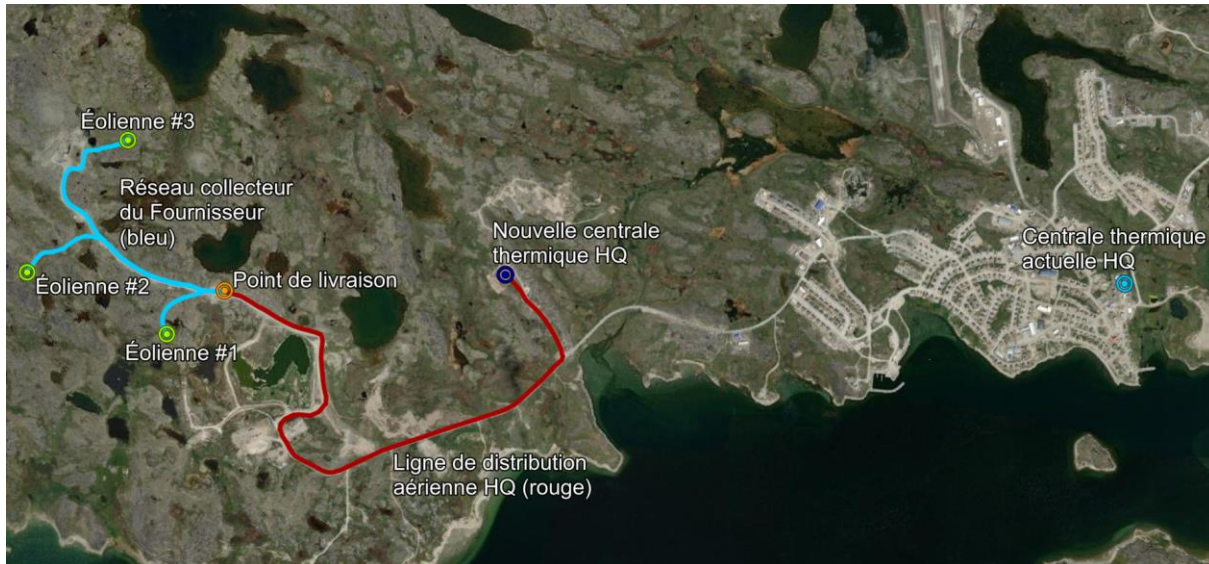


## 2. Projet de conversion du réseau autonome de Puvirnituk

- 1 Le projet de conversion du réseau autonome de Puvirnituk à l'énergie renouvelable se décline
- 2 en quatre composantes qui sont détaillées dans les sections 2.1 à 2.4. La figure 2 présente

- 1 l'emplacement projeté du futur projet de conversion du réseau autonome de Puvirnitua à
- 2 l'énergie renouvelable.

**Figure 2**  
**Projet de conversion énergétique du réseau de Puvirnitua**



Légende :

Puces **vertes** : Éoliennes #1, #2 et #3 du Fournisseur ;  
 Puce **orange** : Point de livraison ;  
 Puce **bleu foncé** : Nouvelle centrale thermique d'Hydro-Québec ;  
 Puce **bleu pâle** : Centrale thermique actuelle d'Hydro-Québec ;  
 Ligne **bleu pâle** : Réseau collecteur souterrain du Fournisseur ;  
 Ligne **rouge** : Ligne de distribution aérienne d'Hydro-Québec.

### 2.1. Aménagement d'un parc éolien

- 3 Le Fournisseur assurera le développement, la construction et l'exploitation d'un parc éolien de
- 4 9 MW devant approvisionner près de 60 % de la charge électrique du réseau de Puvirnitua,
- 5 soit le parc éolien Puvirnitua (le Parc éolien).

### 2.2. Raccordement du parc éolien en distribution par le Distributeur

- 6 Une nouvelle ligne dédiée de 12,5 kV, de près de 4 km, sera construite afin de relier le nouveau
- 7 poste de départ du Fournisseur au poste de la nouvelle centrale thermique du Distributeur.

### 2.3. Raccordement à la centrale du Distributeur

- 8 L'ajout d'une nouvelle source de production électrique sur le réseau du Distributeur et d'un
- 9 nouveau SSÉ requiert des ajouts à la centrale et au site.
- 10 L'intégration de nouvelles fonctionnalités aux automatismes et d'un nouveau lien de
- 11 télécommunications par fibre optique entre la nouvelle centrale au diesel du Distributeur et les

1 installations du Fournisseur seront déployés pour assurer la conduite et la protection du réseau  
2 du Distributeur.

#### 2.4. Déploiement des systèmes de jumelage

3 Afin de maximiser l'intégration d'énergie de source renouvelable, le Distributeur ajoutera à ses  
4 installations un SSÉ d'environ 3,6 MW. Celui-ci contribuera à la stabilité du réseau. De plus,  
5 le Distributeur prévoit être en mesure de procéder à l'arrêt momentané de la centrale  
6 thermique à partir de la quatrième année d'exploitation du projet de conversion.

#### 2.5. Investissements du Fournisseur

7 Le Fournisseur est responsable de l'ensemble des investissements requis pour la construction,  
8 l'exploitation et l'entretien des installations de son Parc éolien.

#### 2.6. Investissements d'Hydro-Québec

9 Le Distributeur assumera l'ensemble des investissements en lien avec les interventions  
10 décrites dans les sections 2.2 à 2.4. Ces investissements ne font pas l'objet de la présente  
11 demande.

12 Dans son analyse économique, le Distributeur intègre toutefois les coûts paramétriques de  
13 l'ensemble des investissements qu'il doit réaliser sur la période de l'analyse dans chacun des  
14 scénarios analysés (voir la section 7). Les montants des investissements prévus dans le cadre  
15 de sa portion du projet de conversion seront précisés au terme d'une phase d'avant-projet.

### 3. Modalités du contrat

16 Les négociations de gré à gré entre le Distributeur et Tarquti ont permis de définir un projet  
17 d'énergie renouvelable avantageux pour les deux parties impliquées, dans un contexte de  
18 collaboration respectueuse et constructive avec les Inuit, tout en satisfaisant l'esprit des  
19 orientations qui guident le Distributeur dans la conversion de ses réseaux autonomes à des  
20 énergies plus propres.

21 Amorcées en 2023, ces négociations, découlant de l'entente de partenariat avec Tarquti, se  
22 sont conclues le 13 mai 2025 par la signature du contrat d'approvisionnement en électricité  
23 entre le Fournisseur et le Distributeur (le Contrat) qui fait l'objet de la présente demande  
24 d'autorisation. Le Contrat est déposé comme pièce HQD-3, Document 2.

25 Le Fournisseur assume le risque associé à la réalisation du Parc éolien. Il lui appartient  
26 notamment de satisfaire aux exigences environnementales et d'obtenir tous les permis requis  
27 à cet égard. Comme mentionné à la section 1, la date garantie de début des livraisons est le  
28 1<sup>er</sup> janvier 2029 et le Contrat est d'une durée de 25 ans.

#### 3.1. Quantité d'énergie contractuelle

29 L'énergie contractuelle pour la durée du contrat est fixée à 24 461 MWh par année.

**3.2. Prix de l'électricité**

1 Le prix de l'électricité est de 277,82 \$<sub>2025</sub>/MWh. Ce prix est indexé à l'IPC à partir de 2026.  
 2 Le Fournisseur a retenu une configuration de parc éolien renforçant la robustesse de  
 3 l'approvisionnement en énergie renouvelable pour la communauté, tout en ouvrant la voie à  
 4 une réflexion sur les perspectives d'évolution du réseau électrique local. Une part significative  
 5 de l'énergie produite ne pourra être intégrée au réseau autonome. Cette énergie sera  
 6 néanmoins reconnue et rémunérée sous forme d'énergie rendue disponible (ERD).  
 7 En cas d'indisponibilité prolongée (IP), comme définie au Contrat, le Fournisseur peut exercer  
 8 l'Option IP, sous réserve des conditions prévues. La durée de toute IP ne pourra excéder une  
 9 période de 12 mois consécutifs, étant entendu que le Fournisseur déploiera ses meilleurs  
 10 efforts afin de restreindre au maximum cette durée. Selon l'article 5.1.4 du Contrat, durant ces  
 11 périodes d'IP, le Fournisseur peut obtenir du Distributeur un congé de paiement de dommages  
 12 au terme de l'article 12.1.

**3.3. Garanties au Contrat**

13 L'article 10.1 du Contrat établit les garanties d'exploitation, ainsi que leurs formes et modalités.  
 14 Afin de garantir l'exécution des obligations du Fournisseur en vertu du Contrat, pour la période  
 15 débutant à la date de début des livraisons jusqu'à la fin du Contrat, le Fournisseur doit remettre  
 16 une garantie d'exploitation selon les montants et les échéances présentés dans le tableau 1.

**Tableau 1  
Garanties d'exploitation**

Date	Montant
Au moins huit (8) jours ouvrables avant la date de début des livraisons, maintenir un montant de :	30 000 \$/MW
Dix (10) ans avant l'échéance du Contrat, un montant additionnel égal à :	40 000 \$/MW

**3.4. Garanties de l'Entente de raccordement**

17 Pour couvrir les coûts d'intégration, le Fournisseur doit garantir financièrement le  
 18 remboursement des coûts des travaux requis pour l'intégration du parc éolien. L'Entente de  
 19 raccordement est incluse à l'Annexe VII du Contrat déposé comme pièce HQD-3, Document 2.  
 20 La garantie est au montant total de trois millions trois cent mille dollars (3 300 000 \$), ce qui  
 21 correspond au plus élevé de (i) 10 % du coût total estimé pour les travaux d'intégration et (ii)  
 22 la différence entre (a) le coût total estimé des travaux et (b) la somme des subventions  
 23 encaissées par le Distributeur avant la date de début des livraisons et du montant de matériel  
 24 récupérable advenant une résiliation de la présente entente. La garantie doit être déposée  
 25 selon l'échéancier suivant :

- 1 • à la signature de l'Entente de raccordement, une garantie au montant de trois cent mille  
2 dollars (300 000 \$) ;
- 3 • au plus tard le 31 janvier 2026, une garantie additionnelle au montant de trois cent mille  
4 dollars (300 000 \$) qui aurait pour effet de porter le montant de la garantie à six cent  
5 mille dollars (600 000 \$) ;
- 6 • au plus tard le 31 janvier 2027, une garantie additionnelle au montant d'un million  
7 quatre cent mille dollars (1 400 000 \$) qui aurait pour effet de porter le montant total de  
8 la garantie à deux millions de dollars (2 000 000 \$) ;
- 9 • au plus tard le 31 janvier 2028, une garantie additionnelle au montant d'un million trois  
10 cent mille dollars (1 300 000 \$) qui aurait pour effet de porter le montant total de la  
11 garantie à trois millions trois cent mille dollars (3 300 000 \$).

12 En tout temps, le Distributeur pourra exiger, agissant raisonnablement, une garantie  
13 additionnelle afin de couvrir 100 % des coûts estimés des travaux d'intégration si les travaux  
14 de construction du Parc éolien ne sont pas, de l'avis du Distributeur, suffisamment avancés  
15 pour assurer qu'une mise en service ait lieu dans les délais prévus ou pour tout autre motif  
16 raisonnable. Les garanties déposées sont retournées au Fournisseur dans les vingt jours  
17 suivant l'acceptation finale du raccordement s'il n'est pas en défaut et qu'il ne doit aucune  
18 somme au Distributeur selon les termes prévus à l'entente de raccordement.

### 3.5. Clauses de dommages et pénalités

19 Le Contrat prévoit, à l'article 12.1, des dommages en cas de défaut de livrer l'énergie  
20 contractuelle débutant au cinquième anniversaire de la date de début des livraisons. Le  
21 Fournisseur est en défaut si la moyenne des livraisons des cinq premières années de livraison  
22 est inférieure à 80,0 % de l'énergie contractuelle. Le Fournisseur devra alors payer au  
23 Distributeur des dommages correspondant au produit de l'écart entre 80,0 % de l'énergie  
24 contractuelle et la valeur moyenne des livraisons, et d'un montant par MWh égal au coût de  
25 remplacement de l'énergie non livrée.

26 À compter du sixième anniversaire de la date de début des livraisons, le Fournisseur est en  
27 défaut si la moyenne des livraisons des trois années précédentes est inférieure à 87,5 % de  
28 l'énergie contractuelle. Le Fournisseur devra alors payer au Distributeur des dommages  
29 correspondant au produit de l'écart entre 87,5 % de l'énergie contractuelle et la valeur  
30 moyenne des livraisons, et d'un montant par MWh égal au coût de remplacement de l'énergie  
31 non livrée.

32 Ces dommages tiennent compte du coût de remplacement de l'énergie constitué du prix du  
33 combustible (frais variables et frais d'entreposage) et du prix du SPEDE à la suite de  
34 l'indisponibilité du Parc éolien du Fournisseur nécessitant une utilisation plus importante de la  
35 centrale thermique du Distributeur pour suffire à la demande.

1 Durant l'exercice admissible de l'une ou l'autre des IP, le Distributeur convient de ne pas exiger  
 2 du Fournisseur qu'il lui paie les dommages auxquels il aurait autrement eu droit au terme de  
 3 l'article 12.1.

4 L'article 12.3.1 du Contrat prévoit que le Fournisseur doit compenser le Distributeur en cas de  
 5 résiliation pour un défaut antérieur à la date de début des livraisons, ces pénalités étant  
 6 établies selon les montants et les échéances présentés dans le tableau 2.

**Tableau 2**  
**Résiliation pour défaut antérieur à la date de début des livraisons**

Date	Montant
Plus de 18 mois avant la <i>date garantie de début des livraisons</i> , un montant de :	15 000 \$/MW
18 mois ou moins avant la <i>date garantie de début des livraisons</i> , un montant de :	30 000 \$/MW

7 Enfin, en vertu de l'article 12.3.2 du Contrat, le Fournisseur doit compenser le Distributeur en  
 8 cas de résiliation pour un défaut postérieur à la date de début des livraisons, ces pénalités  
 9 étant concordantes avec les garanties déposées par le Fournisseur.

**4. Fiabilité de l'approvisionnement**

10 Le projet de conversion du réseau autonome de Puvirnitug à l'énergie renouvelable est  
 11 conforme à l'orientation de fiabilité d'approvisionnement.

12 D'abord, le maintien d'une centrale au diesel moderne dont la capacité répondra à la  
 13 croissance à long terme des besoins énergétiques du réseau autonome de Puvirnitug  
 14 contribuera à en assurer la fiabilité d'approvisionnement.

15 Ensuite, comme indiqué à la section 2.4, le SSÉ prévu pour accroître la contribution en énergie  
 16 renouvelable dans le mixte énergétique thermique diesel-éolien contribuera à assurer la  
 17 stabilité d'alimentation du réseau.

18 Sur la durée du contrat, le Distributeur prévoit d'abord une période transitoire pour laquelle le  
 19 taux d'intégration de l'énergie renouvelable serait plus modeste et où le SSÉ prévu de pair  
 20 avec le ou les groupes diesel en fonction, contribueront à assurer la stabilité et la fiabilité  
 21 d'alimentation du réseau.

22 À la suite de la période transitoire, le Distributeur prévoit que le SSÉ permettra des arrêts  
 23 momentanés de la centrale au diesel et assurera une intégration optimisée de l'énergie  
 24 renouvelable tout en respectant les critères de fiabilité et de stabilité qui gouvernent les  
 25 opérations du Distributeur en réseaux autonomes.

**5. Réduction des émissions de gaz à effet de serre**

26 Le projet de conversion du réseau autonome de Puvirnitug à l'énergie renouvelable est  
 27 conforme à l'orientation de réduction des émissions de GES. Plus précisément, sur la durée

1 du Contrat, près de 74 millions de litres de combustible à la centrale au diesel d'Hydro-Québec  
2 seront économisés. La réduction correspondante des émissions de GES s'élève à environ  
3 196 000 t éq. CO<sub>2</sub> sur cette période, ce qui représente une diminution d'environ 58 %.

## 6. Acceptabilité sociale et environnementale

4 Le projet de conversion du réseau de Puvirnituk à l'énergie renouvelable est conforme à  
5 l'orientation de l'acceptabilité sociale et environnementale.

6 Depuis 2021, Tarquti a tenu plusieurs rencontres avec des administrateurs et dirigeants de la  
7 coopérative locale de Puvirnituk. Ces séances d'information visaient à partager les objectifs  
8 du projet, les options possibles dans cette communauté, les étapes de réalisation, ainsi que  
9 les retombées attendues pour la communauté. Les représentants ont pu poser leurs questions,  
10 exprimer leurs préoccupations et discuter des possibilités de collaboration afin d'assurer le  
11 succès du projet dans le respect des intérêts locaux.

12 Un protocole d'entente entre Tarquti et la coopérative locale a été signé le 31 mai 2024 afin  
13 d'établir les modalités de collaboration, la confidentialité et l'exclusivité entre les parties, les  
14 paramètres de développement du projet ainsi que l'éventuelle création d'une entité de  
15 partenariat pour la production d'énergie renouvelable aux bénéfices de la communauté.

16 De plus, Tarquti a tenu des séances d'information publique les 26 et 27 février 2025, au cours  
17 desquelles il a recueilli les intérêts et les préoccupations de membres de la communauté de  
18 Puvirnituk. Tarquti a également réalisé un atelier spécifique pour les élèves de l'école  
19 Satuumavik.

20 D'autres parties prenantes locales ont également été rencontrées par Tarquti pour les informer  
21 du projet et recueillir leurs commentaires et impressions incluant le conseil municipal de la  
22 communauté et l'association inuite Anguvigaq.

23 Les commentaires reçus et l'appui des représentants de la communauté de Puvirnituk  
24 démontrent que le projet, dans son ensemble, reçoit un accueil favorable de la part du milieu.

25 Ce projet d'envergure générera plusieurs bienfaits pour la population. Il contribuera au  
26 développement économique de la communauté, avec la création d'emplois pour opérer le Parc  
27 éolien et d'autres emplois indirects. Il génèrera des revenus par la vente d'électricité à  
28 Hydro-Québec et permettra de développer de nouveaux projets dans la communauté.

29 Du point de vue environnemental, ce projet de conversion permettra une réduction importante  
30 de la dépendance de la communauté aux énergies fossiles de même qu'une réduction des  
31 émissions de GES de la centrale au diesel. L'autorisation de la CQEK est par ailleurs requise  
32 pour la construction et l'exploitation du Parc éolien et constitue une étape critique selon l'article  
33 3 du Contrat. Le processus visant l'obtention de cette autorisation est présentement en cours.

## 7. Coûts d’approvisionnement

1 Dans ses négociations de gré à gré avec Tarquti, le Distributeur a maintenu une approche  
2 particulière axée sur l’innovation technologique et la réconciliation économique avec les Inuit  
3 afin de mener avec succès le déploiement du partenariat lié à l’Entente-cadre et réussir à  
4 décarboner les premières communautés inuites, soit un village de plus petite et un de grande  
5 envergure. Au regard de cette négociation qui s’est tenue à livres ouverts, le Distributeur a  
6 analysé le potentiel économique des projets de parc éolien à Quaqtac et Puvirnituc de façon  
7 individuelle et conjointe<sup>2</sup>.

8 En termes de coûts d’approvisionnement, le projet de parc éolien à Puvirnituc demeure dans  
9 l’esprit des orientations approuvées par la Régie en ce qu’il est économiquement similaire avec  
10 le *statu quo* décrit ci-après.

11 Le Distributeur a réalisé une analyse économique individuelle sur la période de 2024 à 2053,  
12 comparant les coûts actualisés du projet de conversion du réseau autonome de Puvirnituc à  
13 celui d’un scénario de maintien de l’alimentation électrique de la communauté à partir d’une  
14 centrale au diesel (*statu quo*).

15 L’analyse économique est déposée comme pièce HQD-3, Document 1.1.

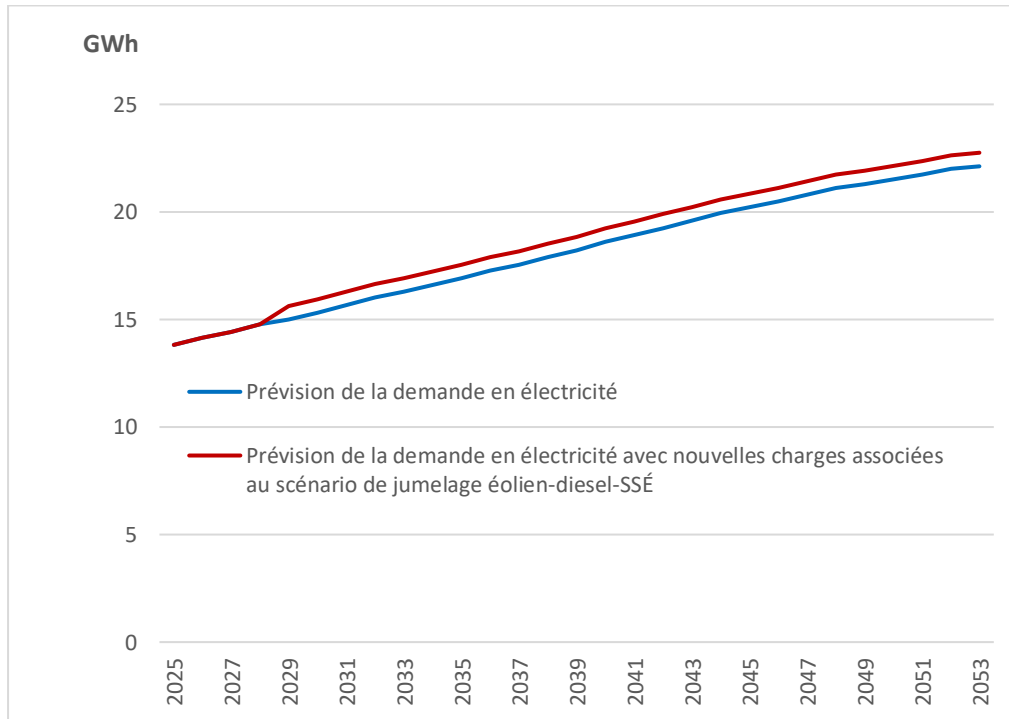
### 7.1. Prévision de la demande

16 La figure 3 présente la prévision des besoins en énergie pour le réseau de Puvirnituc, réalisée  
17 en 2024, pour la période allant de 2025 à 2053.

---

<sup>2</sup> Voir à cet effet la section 7, pièce HQD-2, Document 1.

**Figure 3**  
**Prévision des besoins en énergie à Puvirnitua**



1 La ligne bleue de la figure 3 correspond à la prévision des besoins en énergie pour l'ensemble  
 2 de la clientèle du réseau de Puvirnitua, soit le contexte actuel d'alimentation à partir d'une  
 3 centrale au diesel. La croissance annuelle moyenne prévue est de 1,69 % pour la période  
 4 2025 à 2053. La prévision de la demande s'appuie sur l'analyse historique des abonnements,  
 5 les perspectives démographiques, ainsi que les consommations unitaires attendues par type  
 6 de clients (résidentiel, commercial et industriel). La prévision prend également en compte  
 7 l'impact des programmes en efficacité énergétique, notamment le programme ÉRA, ainsi que  
 8 la tarification dissuasive en vigueur au nord du 53e parallèle.

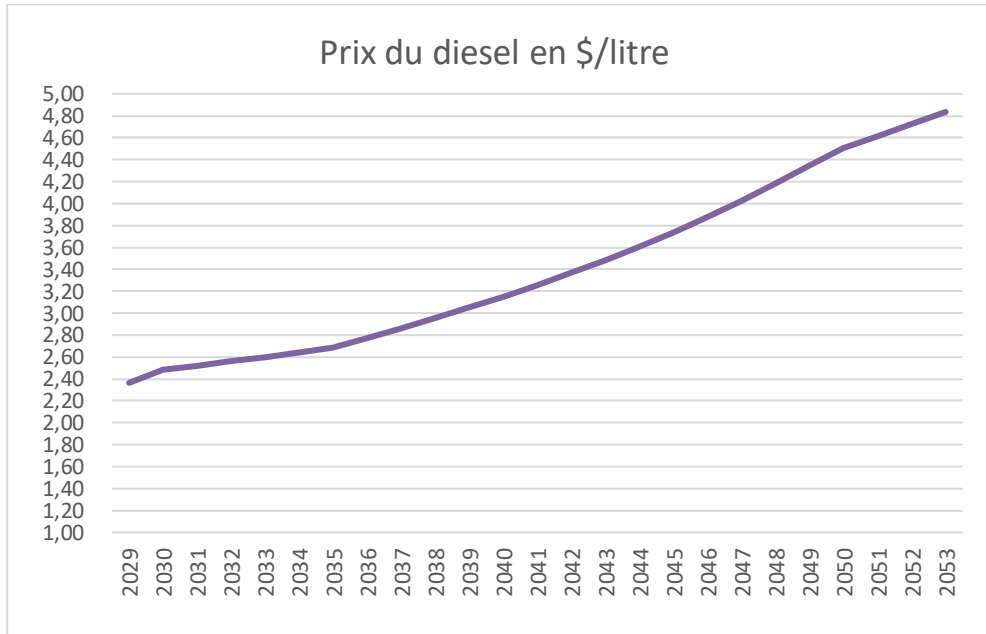
9 La ligne rouge de la figure 3 correspond aux besoins en énergie à la suite de la conversion du  
 10 réseau de Puvirnitua à l'énergie renouvelable, soit une fois le début des livraisons d'électricité  
 11 du nouveau Parc éolien, incluant les besoins additionnels associés aux systèmes auxiliaires  
 12 du SSÉ. L'impact de l'utilisation de l'électricité pour les systèmes auxiliaires du SSÉ s'appuie  
 13 essentiellement sur son profil de consommation.

**7.2. Principales hypothèses de l'analyse économique**

14 Les scénarios de *statu quo* et du projet de conversion incluent les coûts paramétriques des  
 15 investissements à réaliser sur la période d'analyse, de même que les charges d'opération et  
 16 de maintenance de la centrale au diesel. L'analyse intègre aussi des subventions prévues de  
 17 26,4 M\$ dans le scénario Éolien-diesel-batteries. Le Distributeur a effectué des analyses de  
 18 sensibilité afin de vérifier l'impact de différents paramètres sur la rentabilité du projet de  
 19 conversion (voir la section 7.5).

- 1 La figure 4 présente la prévision du prix du diesel à la centrale du réseau de Puvirnituk pour
- 2 la période de 2029 à 2053.

**Figure 4**  
**Prévision du prix du diesel à la centrale thermique sur la durée du Contrat**



3 La prévision du prix du diesel est établie selon la même méthodologie que celle utilisée par le  
 4 Distributeur dans le cadre de ses dossiers tarifaires. Elle repose sur la prévision à long terme  
 5 du WTI produite par le *S&P Global* de juin 2024 ajusté jusqu'en 2034 et de l'augmentation de  
 6 la projection de l'*Energy Information Administration (EIA) (Annual Outlook 2023)* pour les  
 7 années 2035 et suivantes. Cette prévision du prix du diesel à la centrale intègre, sur toute la  
 8 période d'analyse, une prévision du prix du carbone conformément au *Règlement concernant*  
 9 *le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre* du  
 10 Québec.

### 7.3. Demande de subvention

11 Le Distributeur a obtenu une subvention dans le cadre du *Plan pour une économie verte 2030*  
 12 du gouvernement du Québec qui couvre 80 % des coûts totaux estimés au moment de la  
 13 demande, soit une subvention maximale de 22,4 M\$. Le Distributeur bénéficie de cette  
 14 subvention pour la complétion des travaux dans ses installations afin d'optimiser et intégrer  
 15 l'énergie renouvelable produite par le Fournisseur. Comme mentionné à la section 7.2, la  
 16 somme considérée à l'analyse économique est de l'ordre de 26,4 M\$ puisqu'elle inclue environ  
 17 4,0 M\$ en subvention originalement identifiée pour les installations du Distributeur dans le  
 18 village de Quaqaq.

#### 7.4. Résultats de l'analyse économique

- 1 La conversion du réseau autonome de Puvirnitug à l'énergie renouvelable (scénario Éolien +
- 2 diesel + batteries), qui inclut le Contrat, présente un scénario économiquement similaire au
- 3 scénario du *statu quo* (scénario Diesel). Avec les coûts paramétriques utilisés, le Distributeur
- 4 constate une potentielle perte économique de l'ordre de -3 M\$ actualisés 2025 sur la période
- 5 2024-2053, soit une légère hausse des coûts actualisés de 1,1 % par rapport au scénario du
- 6 *statu quo* (scénario Diesel).
- 7 Les résultats de la comparaison économique sont présentés au tableau 3.

**Tableau 3**  
**Résultats de l'analyse économique**

Période 2024 à 2053			
M\$ act. 2025	<u>Diesel</u>	<u>Éolien + diesel + batteries</u>	<u>Écarts</u>
<b>Charges</b>	<b>245</b>	<b>246</b>	
Entretien	30	29	
Pérennité	2	0	
Exploitation - Carburant	199	104	
Achats d'énergie éolienne	0	98	
TSP	0	1	
ÉRA (anciennement PUEÉ)	14	14	
<b>Investissements</b>	<b>6</b>	<b>8</b>	
Pérennité	7	10	
Croissance	0	1	
Valeur résiduelle	-2	-2	
<b>TOTAL</b>	<b>251</b>	<b>254</b>	<b>-3 1,1%</b>

Note : Analyse mensuelle, considérant un coût en capital prospectif de 5,788 % et un taux d'inflation de long terme de 2 %. Le coût d'emprunt, le taux de rendement et la structure du capital présumé du Distributeur (65 % d'endettement et 35 % de capitaux propres) s'appuient sur le paragraphe 107, décision [D-2025-022](#), rendue par la Régie de l'énergie pour Hydro-Québec, plus spécifiquement à l'égard de ses activités de distribution d'électricité.

- 8 Comme mentionné à la section 7, le Distributeur a également analysé le potentiel économique
- 9 des projets de parc éolien à Quaqaq et Puvirnitug de façon conjointe<sup>3</sup>. Les résultats de la
- 10 comparaison économique sont présentés au tableau 4.

<sup>3</sup> Voir le tableau 4 de la pièce HQD-2, Document 1.

**Tableau 4**  
**Résultats de l'analyse économique de la conversion**  
**des réseaux de Quaqaq et Puvirnitug**

Période 2024 à 2053				
M\$ act. 2025	<u>Diesel</u>	<u>Éolien + diesel + batteries</u>	<u>Écarts</u>	
Quaqaq	103	113		
Puvirnitug	251	254		
<b>TOTAL</b>	<b>354</b>	<b>367</b>	<b>-12</b>	<b>3,5%</b>

Note : Analyse mensuelle, considérant un coût en capital prospectif de 5,788 % et un taux d'inflation de long terme de 2 %. Le coût d'emprunt, le taux de rendement et la structure du capital présumé du Distributeur (65 % d'endettement et 35 % de capitaux propres) s'appuient sur la décision D-2025-022, paragraphe 107 rendue par la Régie pour Hydro-Québec, plus spécifiquement à l'égard de ses activités de distribution d'électricité.

1 En combinant les deux analyses économiques, le Distributeur présente aussi des coûts  
 2 d'approvisionnements qui demeurent dans l'esprit des orientations approuvées par la Régie  
 3 en ce qu'ils sont économiquement similaires au scénario du *statu quo* (scénario Diesel) avec  
 4 une légère hausse des coûts actualisés de 3,5 %.

**7.5. Études de sensibilité**

5 Le Distributeur a effectué des études de sensibilité sur les paramètres les plus susceptibles  
 6 d'avoir un impact sur l'analyse économique afin d'en mesurer sa robustesse.

7 Une sensibilité a été faite sur le coût du carburant. Ainsi, une augmentation de 10 % du coût  
 8 du carburant amène une variation favorable de +10 M\$ actualisés 2025 sur la valeur actualisée  
 9 entre les deux scénarios, qui passe d'une perte économique de -3 M\$ à un gain économique  
 10 de +7 M\$ actualisés 2025. À l'inverse, une baisse du coût du carburant de 10 % entraîne un  
 11 impact défavorable de -10 M\$ actualisés 2025.

12 Le Distributeur a également effectué une analyse de sensibilité sur le prix du SPEDE. Dans  
 13 son analyse économique, le Distributeur a considéré une courbe des prix moyens du SPEDE.  
 14 En utilisant la valeur du SPEDE selon le prix plafond, l'écart est favorable entre le projet de  
 15 conversion et le *statu quo* de +6 M\$ actualisés 2025, passant d'une perte économique  
 16 de -3 M\$ à un gain économique de +3 M\$ actualisés 2025.

17 Des analyses de sensibilité ont été réalisées sur les quantités d'énergie renouvelable  
 18 intégrées. Le Distributeur considère, dans le scénario de base, que la quantité d'énergie  
 19 renouvelable intégrée sera optimisée à partir de la quatrième année du contrat. Un scénario  
 20 pessimiste, qui consiste en une réduction de 6 % des économies de diesel par rapport au

1 scénario de base, engendre un impact défavorable de -6 M\$ actualisés 2025 sur l'écart entre  
2 le projet de conversion et le *statu quo*.

3 Le tableau 5 résume les études de sensibilité réalisées. Ainsi, une hausse du coût du carburant  
4 ou du prix du SPEDE ont un impact favorable sur l'écart entre le projet de conversion et le  
5 *statu quo*. En revanche, une baisse du coût du carburant et une économie plus faible de  
6 carburant à la centrale que celle prévue ont un impact défavorable.

**Tableau 5**  
**Résultats des études de sensibilité**

Variation	Impact sur la perte économique de -3 M\$ act. 2025 du scénario Éolien + diesel + batteries par rapport au <i>statu quo</i>
Augmentation de 10 % du coût du carburant	+ 10 M\$ act. 2025
Diminution de 10 % du coût du carburant	- 10 M\$ act. 2025
Prix du SPEDE plafond	+ 6 M\$ act. 2025
Réduction de 6% sur les litres économisés en carburant	- 6 M\$ act. 2025

## 8. Conclusion

7 Le projet de conversion du réseau autonome de Puvirnitug à l'énergie renouvelable, dont la  
8 composante centrale est le Contrat, s'inscrit dans l'esprit des orientations qui guident le  
9 Distributeur dans le choix de ses projets de conversion des réseaux autonomes aux énergies  
10 renouvelables.

11 Les Inuit travaillent sur le développement d'un projet d'énergie renouvelable depuis plusieurs  
12 années. Le modèle d'affaires proposé par Tarquti est inclusif et fédérateur puisqu'il permet  
13 aux organismes inuits régionaux et locaux, incluant la coopérative locale de Puvirnitug, de  
14 contribuer au développement des projets et d'en partager les bénéfices. Le projet de  
15 conversion obtient un appui favorable de la communauté locale comme en font foi les  
16 consultations publiques tenues et organisées par Tarquti. Ce projet porteur devrait générer  
17 des retombées économiques et sociales locales qui sont importantes pour leur communauté.

18 La nouvelle stratégie d'alimentation électrique du réseau de Puvirnitug permettra non  
19 seulement de réduire significativement les émissions de GES associées à l'utilisation du  
20 carburant à la centrale au diesel d'Hydro-Québec d'environ 58 %, mais présente aussi un  
21 scénario économiquement similaire au *statu quo*, avec des coûts paramétriques supérieurs de  
22 seulement 1,1 %. Le Distributeur est d'avis que des bénéfices tels que ceux associés à la  
23 qualité de l'air, la réduction des risques environnementaux, les retombées économiques  
24 locales et la création d'emplois doivent être réfléchis de concert avec la recherche de  
25 rentabilité générale des projets de conversion des réseaux autonomes au Nunavik.

- 1 Quant à la fiabilité de l’approvisionnement électrique du réseau de Puvirnitug, elle sera  
2 assurée par le jumelage du parc éolien du Fournisseur à la centrale thermique locale d’-Hydro-  
3 Québec et par l’intégration d’un SSÉ.
- 4 En somme, le projet de parc éolien Puvirnitug témoigne du partenariat collaboratif établi entre  
5 Tarquti, représentant les Inuit, et Hydro-Québec et se concrétise en un projet de conversion à  
6 l’énergie renouvelable gagnant pour les deux parties et s’inscrivant dans l’engagement  
7 d’Hydro-Québec vers la réconciliation économique et le renforcement de ses relations avec  
8 les Inuit.

**Le Distributeur demande à la Régie d’autoriser le contrat d’approvisionnement en  
électricité produite à partir d’un parc éolien de 9 MW, situé dans le réseau  
autonome de Puvirnitug, conclu avec la Société Parc éolien Puvirnitug Inc.**