

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

Table des matières

Lexique.....	5
1. Contexte.....	6
1.1. Réseau de Quaqtaq	6
2. Projet de conversion du réseau autonome de Quaqtaq	7
2.1. Aménagement d'un parc éolien	8
2.2. Raccordement du parc éolien en distribution par le Distributeur	9
2.3. Raccordement à la centrale du Distributeur	9
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	10
3.2. Prix de l'électricité.....	10
3.3. Garanties au Contrat	10
3.4. Garanties de l'Entente de raccordement	11
3.5. Clauses de dommages et pénalités	11
4. Fiabilité de l'approvisionnement	12
5. Réduction des émissions de gaz à effet de serre	13
6. Acceptabilité sociale et environnementale	13
7. Coûts d'approvisionnement.....	14
7.1. Prévion de la demande.....	15
7.2. Principales hypothèses de l'analyse économique	16
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 Quaqtaq.....	7
Figure 2 Projet de conversion énergétique du réseau de Quaqtaq	8
Figure 3 Prévion des besoins en énergie à Quaqtaq	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	11
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 Quaqtaq et Puvirmituq	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 Tingirrautaq société en commandite
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.E.C.	Société en commandite
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 ₂	tonne d'équivalent CO ₂
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 Tingirrautaq S.E.C. (le Fournisseur) pour l'achat de l'énergie
4 produite par un nouveau parc éolien de 3 MW qui sera construit et exploité par le Fournisseur.
5 Parc éolien Tingirrautaq S.E.C. est une société en commandite détenue par Les Énergies
6 Tarquti Inc. (Tarquti), la coopérative locale de Quaqtq et la corporation foncière de Tuvaaluk.
7 Les livraisons d'énergie du contrat, d'une durée de 25 ans, débuteront le 1^{er} janvier 2028.
8 L'énergie produite permettra au Distributeur d'approvisionner environ 60 % du réseau
9 autonome de Quaqtq 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 existante, de l'ordre de 57 %.

1.1. Réseau de Quaqtq

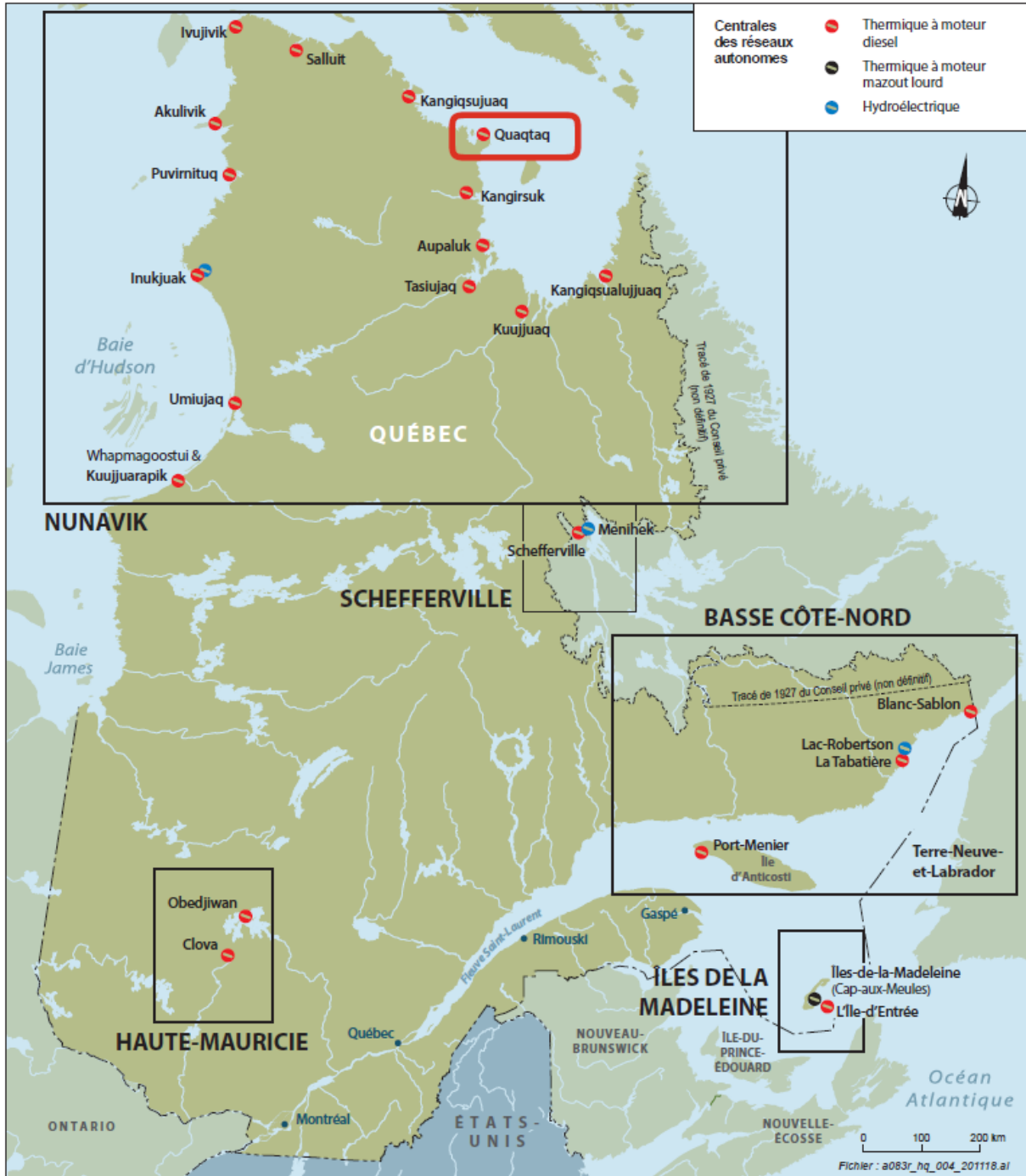
12 La communauté de Quaqtq est située au Nunavik sur la rive Est de la baie Diana sur une
13 péninsule qui avance dans le détroit d'Hudson près du cap Hopes Advance.

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 alimenté par une centrale thermique fonctionnant au diesel léger dont
19 Hydro-Québec a pris possession en 1981 lors d'un transfert du gouvernement fédéral. La
20 centrale comble les besoins du réseau qui comptait, au 31 décembre 2024, 308 abonnés
21 (244 résidentiels, 63 commerciaux, institutionnels et industriels et 1 éclairage public) dont
22 27 abonnés bénéficiaient du programme Énergie en réseau autonome (ÉRA)¹. Compte tenu
23 de la tarification en vigueur au Nunavik, l'essentiel du chauffage de l'eau et des espaces des
24 bâtiments est assuré par des fournaies au mazout. La figure 1 présente la localisation du
25 réseau autonome de Quaqtq.

¹ 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 Quaqtaq

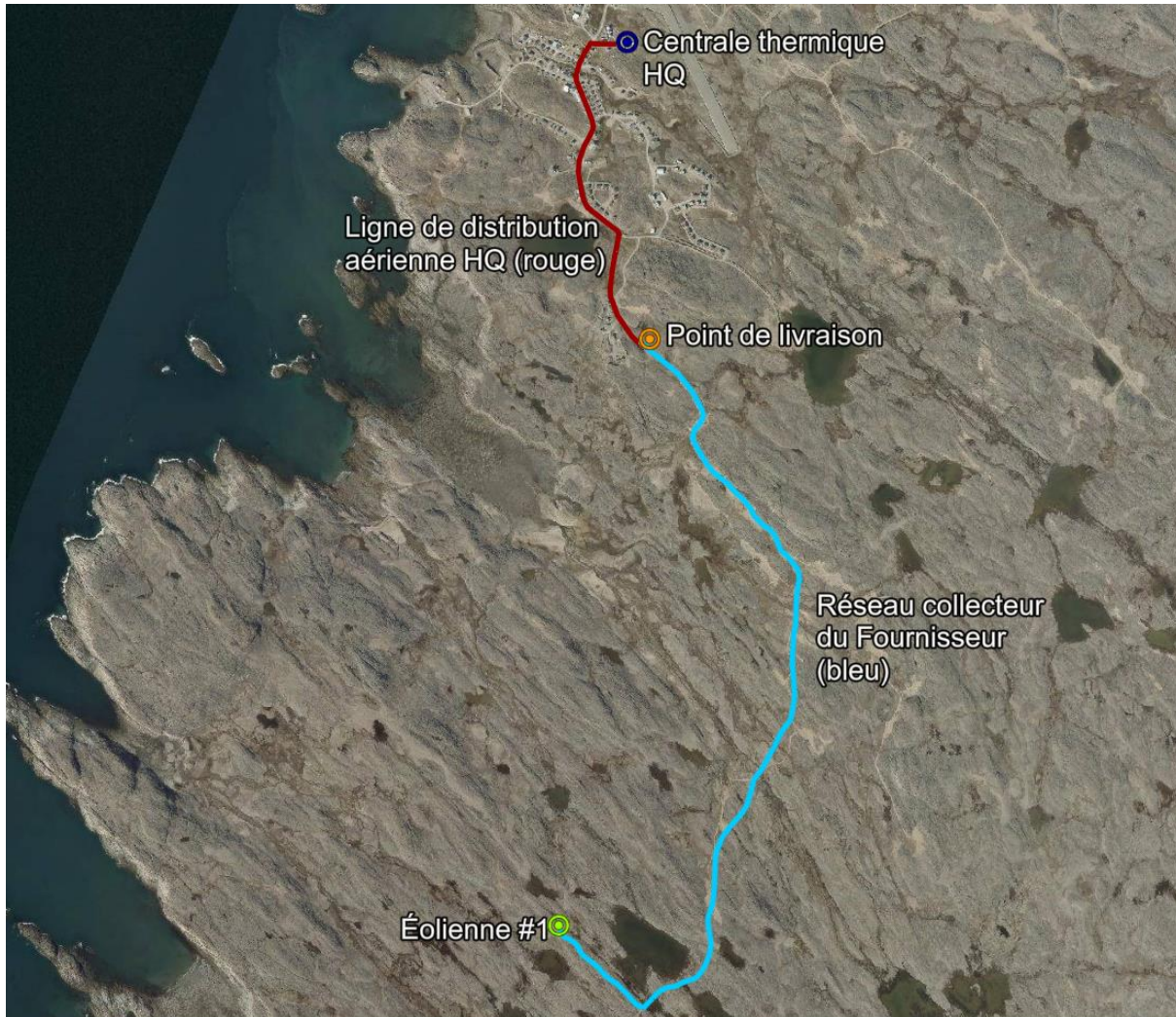


2. Projet de conversion du réseau autonome de Quaqtaq

- 1 Le projet de conversion du réseau autonome de Quaqtaq 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 Quaqtq à
- 2 l'énergie renouvelable.

Figure 2
Projet de conversion énergétique du réseau de Quaqtq



Légende :

- Puce **verte** : Éolienne du Fournisseur ;
- Puce **orange** : Point de livraison ;
- Puce **bleu foncé** : Centrale thermique actuelle d'Hydro-Québec ;
- Ligne **bleue** : 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 3 MW devant approvisionner près de 60 % de la charge électrique du réseau de Quaqtq, soit
- 5 le parc éolien Tingirrautaq (le Parc éolien).

2.2. Raccordement du parc éolien en distribution par le Distributeur

1 Une nouvelle ligne dédiée de 12,5 kV, de près de 2 km, sera construite afin de relier le nouveau
2 poste de départ du Fournisseur à un nouveau poste élévateur à construire par le Distributeur.
3 Ce poste sera voisin de la centrale thermique actuelle.

2.3. Raccordement à la centrale du Distributeur

4 L'ajout d'une nouvelle source de production électrique sur le réseau du Distributeur et d'un
5 nouveau SSÉ requiert des modifications de la centrale au diesel existante et des ajouts sur le
6 site. L'intégration de nouveaux automatismes et le réaménagement de la salle de commande
7 et de puissance pour l'ajout d'une nouvelle cabine de commande et protection permettront une
8 gestion efficace et fiable des différentes sources de production d'électricité.

9 Un nouveau lien de télécommunications par fibre optique entre la centrale au diesel du
10 Distributeur et les installations du Fournisseur sera déployé pour assurer la conduite et la
11 protection du réseau du Distributeur.

2.4. Déploiement des systèmes de jumelage

12 Afin de maximiser l'intégration d'énergie de source renouvelable, le Distributeur remplacera le
13 SSÉ actuel de 600 kW par un nouveau d'environ 2,4 MW. Celui-ci contribuera à la stabilité du
14 réseau. De plus, le Distributeur prévoit être en mesure de procéder à l'arrêt momentané de la
15 centrale thermique à partir de la cinquième année d'exploitation du projet de conversion.

2.5. Investissements du Fournisseur

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

2.6. Investissements d'Hydro-Québec

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

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

3. Modalités du contrat

26 Les négociations de gré à gré entre le Distributeur et Tarquti ont permis de définir un projet
27 d'énergie renouvelable avantageux pour les deux parties impliquées, dans un contexte de
28 collaboration respectueuse et constructive avec les Inuit, tout en satisfaisant l'esprit des

1 orientations qui guident le Distributeur dans la conversion de ses réseaux autonomes à des
2 énergies plus propres.

3 Amorçées en 2022, ces négociations, découlant de l'entente de partenariat avec Tarquti, se
4 sont conclues le 13 mai 2025 par la signature du contrat d'approvisionnement en électricité
5 entre le Fournisseur et le Distributeur (le Contrat) qui fait l'objet de la présente demande
6 d'autorisation. Le Contrat est déposé comme pièce HQD-2, Document 2.

7 Le Fournisseur assume le risque associé à la réalisation du Parc éolien. Il lui appartient
8 notamment de satisfaire aux exigences environnementales et d'obtenir tous les permis requis
9 à cet égard. Comme mentionné à la section 1, la date garantie de début des livraisons est le
10 1^{er} janvier 2028 et le Contrat est d'une durée de 25 ans.

3.1. Quantité d'énergie contractuelle

11 L'énergie contractuelle pour la durée du contrat est fixée à 8 612 MWh par année.

3.2. Prix de l'électricité

12 Le prix de l'électricité est de 271,02 \$₂₀₂₅/MWh. Ce prix est indexé à l'IPC à partir de 2026.

13 L'adéquation entre la capacité de production du Parc éolien et la demande électrique de ce
14 petit réseau représente un défi. Malgré le fait que le Parc éolien est limité à une éolienne, une
15 quantité non négligeable d'énergie ne pourra être intégrée au réseau autonome. Cette énergie
16 sera néanmoins reconnue et rémunérée sous forme d'énergie rendue disponible (ERD) et
17 ouvre la voie à une réflexion sur les perspectives d'évolution du réseau électrique local.

18 En cas d'indisponibilité prolongée (IP), comme définie au Contrat, le Fournisseur peut exercer,
19 sous réserve des conditions prévues, jusqu'à cinq fois l'Option IP. La durée de toute IP ne
20 pourra excéder une période de 12 mois consécutifs, étant entendu que le Fournisseur
21 déploiera ses meilleurs efforts afin de restreindre au maximum cette durée. Selon l'article 5.1.4
22 du Contrat, durant ces périodes d'IP, le Fournisseur peut obtenir du Distributeur un
23 remboursement des coûts d'exploitation admissibles encourus. Le Fournisseur facturera le
24 Distributeur pour un montant déterminé selon les coûts et la formule incluse à l'Annexe VIII du
25 Contrat.

3.3. Garanties au Contrat

26 L'article 10.1 du Contrat établit les garanties d'exploitation, ainsi que leurs formes et modalités.

27 Afin de garantir l'exécution des obligations du Fournisseur en vertu du Contrat, pour la période
28 débutant à la date de début des livraisons jusqu'à la fin du Contrat, le Fournisseur doit remettre
29 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 jusqu'au dixième (10 ^e) anniversaire de 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

Pour couvrir les coûts d'intégration, le Fournisseur doit garantir financièrement le remboursement des coûts des travaux requis pour l'intégration du Parc éolien. L'Entente de raccordement est incluse à l'Annexe VII du Contrat déposé comme pièce HQD-2, Document 2. La garantie est au montant total de deux millions neuf mille dollars (2 009 000 \$), ce qui correspond au plus élevé de (i) 10 % du coût total estimé pour les travaux d'intégration et (ii) la différence entre (a) le coût total estimé des travaux et (b) la somme des subventions encaissées par le Distributeur avant la date de début des livraisons et du montant de matériel récupérable advenant une résiliation de la présente entente. La garantie doit être déposée selon l'échéancier suivant :

- à la signature de l'Entente de raccordement, une garantie au montant de cinq cent mille dollars (500 000 \$) ;
- au plus tard le 31 janvier 2026, une garantie additionnelle au montant de cinq cent neuf mille dollars (509 000 \$) qui aurait pour effet de porter le montant de la garantie à un million neuf mille dollars (1 009 000 \$) ;
- au plus tard le 31 janvier 2027, une garantie additionnelle au montant d'un million de dollars (1 000 000 \$) qui aurait pour effet de porter le montant total de la garantie à deux millions neuf mille dollars (2 009 000 \$).

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

3.5. Clauses de dommages et pénalités

Le Contrat prévoit, à l'article 12.1, des dommages en cas de défaut de livrer l'énergie contractuelle débutant au cinquième anniversaire de la date de début des livraisons. Le Fournisseur est en défaut si la moyenne des livraisons des cinq premières années de livraison est inférieure à 80,0 % de l'énergie contractuelle. Le Fournisseur devra alors payer au

1 Distributeur des dommages correspondant au produit de l'écart entre 80,0 % de l'énergie
 2 contractuelle et la valeur moyenne des livraisons, et d'un montant par MWh égal au coût de
 3 remplacement de l'énergie non livrée.

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

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

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

17 L'article 12.3.1 du Contrat prévoit que le Fournisseur doit compenser le Distributeur en cas de
 18 résiliation pour un défaut antérieur à la date de début des livraisons, ces pénalités étant
 19 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

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

4. Fiabilité de l'approvisionnement

23 Le projet de conversion du réseau autonome de Quaqaq à l'énergie renouvelable est
 24 conforme à l'orientation de fiabilité d'approvisionnement.

25 D'abord, le maintien de la centrale au diesel contribuera à assurer la fiabilité de
 26 l'approvisionnement du réseau autonome de Quaqaq.

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

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

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

5. Réduction des émissions de gaz à effet de serre

9 Le projet de conversion du réseau autonome de Quaqaq à l'énergie renouvelable est
10 conforme à l'orientation de réduction des émissions de GES. Plus précisément, sur la durée
11 du Contrat, près de 22 millions de litres de combustible à la centrale au diesel d'Hydro-Québec
12 seront économisés. La réduction correspondante des émissions de GES s'élève à environ
13 57 250 t éq. CO₂ sur cette période, ce qui représente une diminution d'environ 57 %.

6. Acceptabilité sociale et environnementale

14 Le projet de conversion du réseau de Quaqaq à l'énergie renouvelable est conforme à
15 l'orientation de l'acceptabilité sociale et environnementale.

16 Depuis 2017, Tarquti a tenu plusieurs rencontres avec des administrateurs et dirigeants de la
17 corporation foncière locale Tuvaaluk, de la coopérative locale et du village nordique. Ces
18 rencontres impliquaient également, à l'occasion, des représentants d'Hydro-Québec et des
19 représentants de Makivvik et d'Illagiisaq – la Fédération des Coopératives du Nouveau-Québec
20 (FCNQ). Ces séances d'information visaient à partager les objectifs du projet, les options
21 possibles dans cette communauté, les étapes de réalisation, ainsi que les retombées
22 attendues pour la communauté. Les représentants des différentes organisations ont pu poser
23 leurs questions, exprimer leurs préoccupations et discuter des possibilités de collaboration afin
24 d'assurer le succès du projet dans le respect des intérêts locaux.

25 Un protocole d'entente entre Tarquti, la coopérative locale et la corporation foncière Tuvaaluk
26 a été signé le 13 mars 2024 afin d'établir les modalités de collaboration, la confidentialité et
27 l'exclusivité entre les parties, les paramètres de développement du projet ainsi que l'éventuelle
28 création d'une entité de partenariat pour la production d'énergie renouvelable aux bénéfices
29 de la communauté.

30 De plus, Tarquti a tenu des séances d'information publiques les 6 et 7 novembre 2024, au
31 cours desquelles il a recueilli les intérêts et les préoccupations de membres de la communauté
32 de Quaqaq. Tarquti a également réalisé un atelier spécifique pour les élèves de l'école
33 Isummasaqvik.

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

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

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

10 Du point de vue environnemental, ce projet de conversion permettra une réduction importante
11 de la dépendance de la communauté aux énergies fossiles de même qu'une réduction des
12 émissions de GES de la centrale au diesel. L'autorisation de la CQEK est par ailleurs requise
13 pour la construction et l'exploitation du Parc éolien et constitue une étape critique selon l'article
14 3 du Contrat. Le processus visant l'obtention de cette autorisation est présentement en cours.

7. Coûts d'approvisionnement

15 Dans ses négociations de gré à gré avec Tarquti, le Distributeur a maintenu une approche
16 particulière axée sur l'innovation technologique et la réconciliation économique avec les Inuit
17 afin de mener avec succès le déploiement du partenariat lié à l'Entente-cadre et réussir à
18 décarboner les premières communautés inuites, soit un village de plus petite et un de grande
19 envergure. Au regard de cette négociation qui s'est tenue à livres ouverts, le Distributeur a
20 analysé le potentiel économique des projets de parc éolien à Quaqtq et Puvirnitq de façon
21 individuelle et conjointe².

22 Le Distributeur est d'avis qu'il est approprié de présenter les deux analyses économiques
23 combinées dans la mesure où le projet de Quaqtq permet à Tarquti de déployer sa structure
24 d'exploitation qui bénéficiera aussi au projet de Puvirnitq avec une mise en service prévue
25 un an plus tard. L'ajout du projet de Puvirnitq dans l'analyse économique permet de respecter
26 l'esprit de l'orientation sur les coûts d'approvisionnement tout en s'appuyant sur l'objectif de la
27 signature de l'entente-cadre, soit d'amorcer la décarbonation des villages non convertis du
28 Nunavik.

29 En combinant les deux analyses économiques, le Distributeur présente donc des coûts
30 d'approvisionnement qui sont économiquement similaires au scénario du *statu quo* (scénario
31 Diesel) avec une légère hausse des coûts actualisés de 3,5 %.

32 Le Distributeur a également réalisé l'analyse économique individuelle sur la période de 2024
33 à 2052, comparant les coûts actualisés du projet de conversion du réseau autonome de
34 Quaqtq à celui d'un scénario de maintien de l'alimentation électrique de la communauté à
35 partir d'une centrale au diesel (*statu quo*). L'analyse économique individuelle est déposée

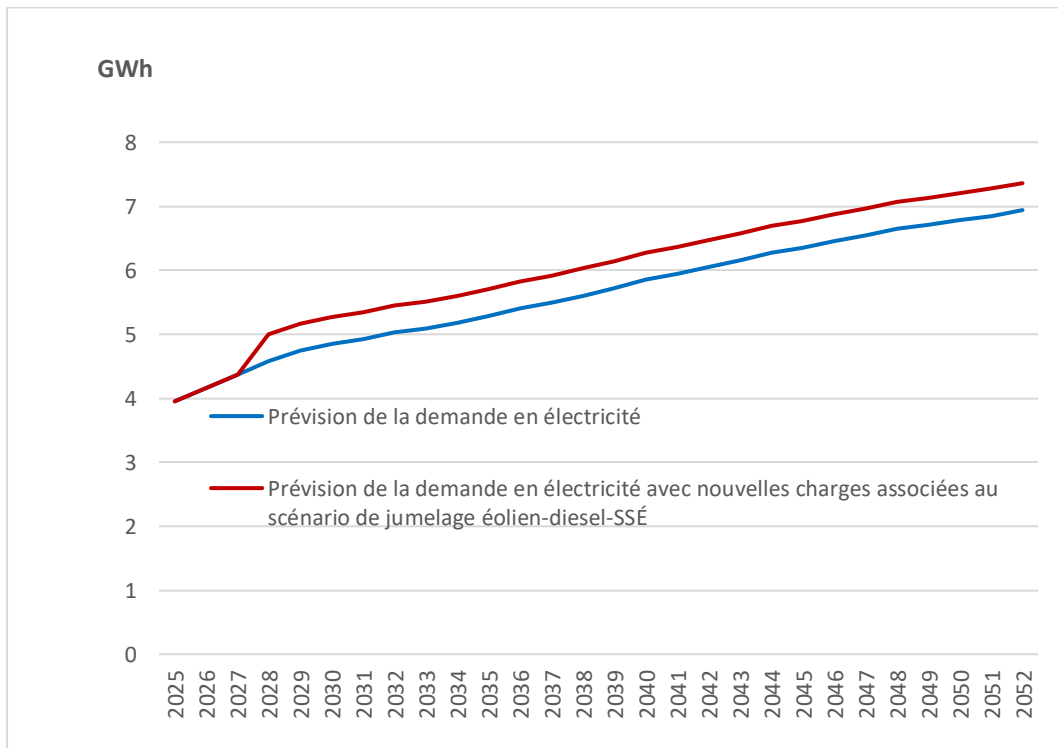
² Voir à cet effet la section 7, pièce HQD-3, Document 1.

1 comme pièce HQD-2, Document 1.1. Les résultats des comparaisons économiques sont
 2 présentés aux tableaux 3 (individuelle) et 4 (combinée) de la section 7.4.

7.1. Prév́ision de la demande

3 La figure 3 présente la prév́ision des besoins en é́nergie pour le ŕeseau de Quaqt́aq, ŕealisée
 4 en 2024, pour la période allant de 2025 à 2052.

Figure 3
Prév́ision des besoins en é́nergie à Quaqt́aq



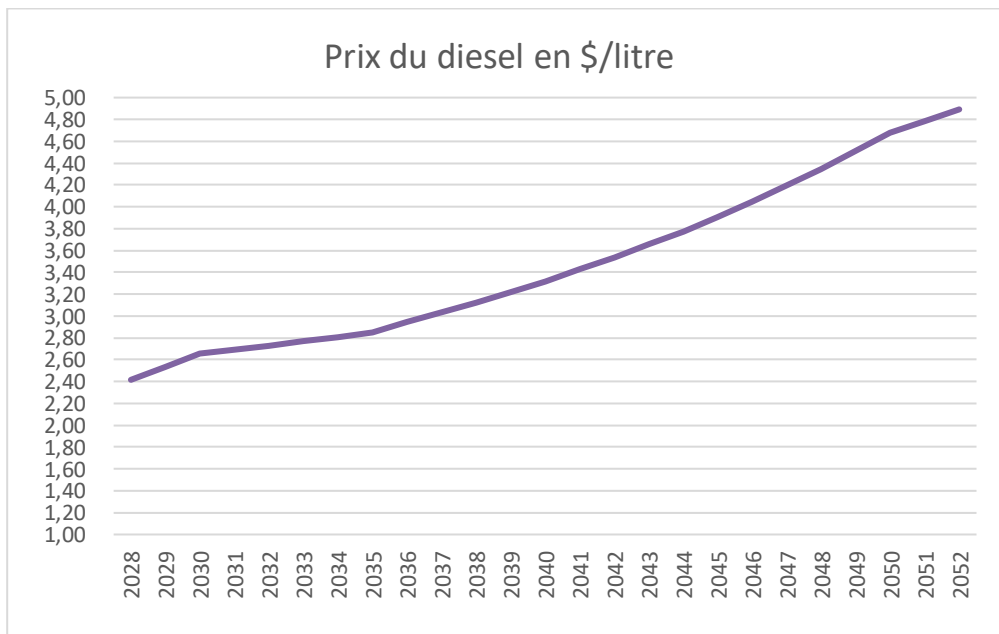
5 La ligne bleue de la figure 3 correspond à la prév́ision des besoins en é́nergie pour l'ensemble
 6 de la clientèle du ŕeseau de Quaqt́aq, soit le contexte actuel d'alimentation à partir d'une
 7 centrale au diesel. La croissance annuelle moyenne prév́ue est de 2,11 % pour la période
 8 2025 à 2052. La prév́ision de la demande s'appuie sur l'analyse historique des abonnements,
 9 les perspectives démographiques, ainsi que les consommations unitaires attendues par type
 10 de clients (résidentiel, commercial et industriel). La prév́ision prend également en compte
 11 l'impact des programmes d'efficacité é́nergétique, notamment le programme ÉRA, ainsi que
 12 la tarification dissuasive en vigueur au nord du 53e parallèle.

13 La ligne rouge de la figure 3 correspond aux besoins en é́nergie à la suite de la conversion du
 14 ŕeseau de Quaqt́aq à l'é́nergie renouvelable, soit une fois le début des livraisons d'é́lectricité
 15 du nouveau Parc é́olien, incluant les besoins additionnels associés aux systémes auxiliaires
 16 du SSÉ. L'impact de l'utilisation de l'é́lectricité pour les systémes auxiliaires du SSÉ s'appuie
 17 essentiellement sur son profil de consommation.

7.2. Principales hypothèses de l’analyse économique

- 1 Les scénarios de *statu quo* et du projet de conversion incluent les coûts paramétriques des
- 2 investissements à réaliser sur la période d’analyse, de même que les charges d’opération et
- 3 de maintenance de la centrale au diesel. L’analyse intègre aussi des subventions prévues de
- 4 16,1 M\$ dans le scénario Éolien-diesel-batteries. Le Distributeur a effectué des analyses de
- 5 sensibilité afin de vérifier l’impact de différents paramètres sur la rentabilité du projet de
- 6 conversion (voir la section 7.5).
- 7 La figure 4 présente la prévision du prix du diesel à la centrale du réseau de Quaqaq pour la
- 8 période de 2028 à 2052.

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



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

7.3. Demande de subvention

- 17 Le Distributeur a obtenu une subvention dans le cadre du *Plan pour une économie verte 2030*
- 18 du gouvernement du Québec qui couvre 80 % des coûts totaux estimés au moment de la
- 19 demande, soit une subvention maximale de 26,9 M\$. Le Distributeur bénéficie de cette

1 subvention pour la conversion de ses installations afin d'optimiser et intégrer l'énergie
 2 renouvelable produite par le Fournisseur. Comme mentionné à la section 7.2, la somme
 3 considérée à l'analyse économique est de l'ordre de 16,1 M\$. Le Distributeur a considéré une
 4 partie des subventions disponibles pour le projet de Quaqtq à la hauteur de 4,0 M\$ dans
 5 l'analyse économique du parc éolien de Puvirnituj.

7.4. Résultats de l'analyse économique

6 La conversion du réseau autonome de Quaqtq à l'énergie renouvelable (scénario Éolien +
 7 diesel + batteries), qui inclut le Contrat, démontre une potentielle perte économique pour le
 8 Distributeur de l'ordre de -10 M\$ actualisés 2025 sur la période 2024-2052, soit une hausse
 9 des coûts actualisés de 9,3 % par rapport au scénario du *statu quo* (scénario Diesel).

10 Les résultats de la comparaison économique sont présentés au tableau 3.

Tableau 3
Résultats de l'analyse économique

Période 2024 à 2052				
M\$ act. 2025	<u>Diesel</u>	<u>Éolien + diesel + batteries</u>	<u>Écarts</u>	
Charges	91	97		
Entretien	22	23		
Pérennité	1	1		
Exploitation - Carburant	62	32		
Achats d'énergie éolienne	0	35		
TSP	0	1		
ÉRA (anciennement PUEÉ)	6	6		
Investissements	13	16		
Pérennité	10	10		
Croissance	12	14		
Valeur résiduelle	-9	-9		
TOTAL	103	113	-10	9,3%

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.

1 Comme mentionné à la section 7, le Distributeur a également analysé le potentiel économique
 2 des projets de parc éolien à Quaqtq et Puvirnitq de façon conjointe³. Les résultats de la
 3 comparaison économique sont présentés au tableau 4.

Tableau 4
Résultats de l'analyse économique de la conversion
des réseaux de Quaqtq et Puvirnitq

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

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.

7.5. Études de sensibilité

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

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

11 Le Distributeur a également effectué une analyse de sensibilité sur le prix du SPEDE. Dans
 12 son analyse économique, le Distributeur a considéré une courbe des prix moyens du SPEDE.
 13 En utilisant la valeur du SPEDE selon le prix plafond, l'impact est favorable entre le projet de
 14 conversion et le *statu quo* de +2 M\$ actualisés 2025, ce qui réduit la perte économique de
 15 -10 M\$ à -8 M\$ actualisés 2025.

16 Des analyses de sensibilité ont été réalisées sur les quantités d'énergie renouvelable
 17 intégrées. Le Distributeur considère, dans le scénario de base, que la quantité d'énergie
 18 renouvelable intégrée sera optimisée à partir de la cinquième année du Contrat. Un scénario

³ Voir le tableau 4 de la pièce HQD-3, Document 1.

1 pessimiste, qui consiste en une réduction de 6 % des économies de diesel par rapport au
2 scénario de base, engendre un impact défavorable de -2 M\$ actualisés 2025 sur l'écart entre
3 le projet de conversion et le *statu quo*.

4 Le tableau 5 résume les études de sensibilité réalisées. Ainsi, une hausse du coût du carburant
5 ou du prix du SPEDE ont un impact favorable sur l'écart entre le projet de conversion et le
6 *statu quo*. En revanche, une baisse du coût du carburant et une économie plus faible de
7 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 -10 M\$ act. 2025 du scénario Éolien + diesel + batteries par rapport au <i>statu quo</i>
Augmentation de 10 % du coût du carburant	+ 3 M\$ act. 2025
Diminution de 10 % du coût du carburant	- 3 M\$ act. 2025
Prix du SPEDE plafond	+ 2 M\$ act. 2025
Réduction de 6% sur les litres économisés en carburant	- 2 M\$ act. 2025

8. Conclusion

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

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

20 La nouvelle stratégie d'alimentation électrique du réseau de Quaqtq permettra non seulement
21 de réduire significativement les émissions de GES associées à l'utilisation du carburant à la
22 centrale au diesel d'Hydro-Québec d'environ 57 %, mais présente aussi, conjointement avec
23 le projet de conversion de Puvirnituk, un scénario économiquement similaire au *statu quo*,
24 avec des coûts paramétriques supérieurs de seulement 3,5 %. Le Distributeur est d'avis que
25 des bénéfices tels que ceux associés à la qualité de l'air, la réduction des risques
26 environnementaux, les retombées économiques locales et la création d'emplois doivent être

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

Le Distributeur demande à la Régie d’autoriser le contrat d’approvisionnement en électricité produite à partir d’un parc éolien de 3 MW, situé dans le réseau autonome de Quaᑭtaq, conclu avec la Société Parc éolien Tingirrautaq S.E.C.