

# Réponses du Distributeur à la demande de renseignements n° 1 de la Régie



DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA REGIE DE L'ENERGIE (LA REGIE) RELATIVE A LA  
DEMANDE D'AUTORISATION DE CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EN ELECTRICITE A PARTIR DE PARCS EOLIENS  
DANS LES RESEAUX AUTONOMES DE QUAQTAQ ET DE PUVIRNITUQ

ENTENTE-CADRE

1. Référence : Pièce [B-0004](#).

Préambule :

« Ces deux contrats d'approvisionnement ont été élaborés et négociés parallèlement, dans le cadre de l'Entente-cadre intervenue entre Hydro-Québec et Les Énergies Tarquti Inc. (Tarquti) en 2021. Le Distributeur et Tarquti souhaitent donc amorcer la décarbonation des villages non convertis du Nunavik par l'entremise de ces deux contrats qui serviront de projets pilotes complémentaires pour les futurs projets de l'Entente-cadre. En effet, Quaqtac constitue un modèle représentatif des plus petits villages du Nunavik, tandis que Puvirnituaq représente un modèle typique des plus grandes collectivités de la région. »

Demandes :

1.1 Veuillez décrire le contexte qui a donné lieu à l'Entente-cadre relaté ci-dessus.

Réponse :

1           **Le contexte ayant mené à la conclusion de l'Entente-cadre est présenté au**  
2           **préambule de l'entente signée en décembre 2021 entre Hydro-Québec et Les**  
3           **Énergies Tarquti Inc.**  
4           **À titre complémentaire, il est pertinent de souligner que cette entente s'inscrit**  
5           **également dans une logique de transition économique locale, visant à**  
6           **remplacer progressivement les revenus liés à la vente de carburant — activité**  
7           **importante pour les coopératives et les corporations foncières des**  
8           **communautés inuites — par des revenus issus de la production d'électricité**  
9           **renouvelable, dans le respect des objectifs de décarbonation.**  
10           **De plus, même si elle est antérieure à l'adoption du Plan d'action 2035**  
11           **d'Hydro-Québec et à sa Stratégie de réconciliation économique et de**  
12           **renforcement des relations avec les Premières Nations et les Inuit,**  
13           **l'Entente-cadre s'inscrit pleinement dans les objectifs de décarbonation du**  
14           **Plan et dans la démarche de réconciliation qu'il propose, tant par son objet que**  
15           **par son esprit.**

1.2 Veuillez déposer une copie de l'Entente-cadre.

Réponse :

- 1           **Le Distributeur dépose l'Entente-cadre sous pli confidentiel. Une version**  
2           **caviardée sera mise à la disposition comme version à publier.**

## ÉNERGIE RENDUE DISPONIBLE (ÉRD) ET ÉLECTICITÉ CONSOMMÉE

2.    **Références :**
- (i)    Pièce [B-0008](#), p. 15;
  - (ii)   Pièce [B-0010](#), Annexes B et C;
  - (iii)  Pièce [B-0010](#), Section 5.1.2 de l'Annexe IX;
  - (iv)   Pièce [B-0012](#), p. 2.
  - (v)    Pièce

**Préambule :**

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

(ii)    Les Annexes B et C du document intitulé « *Spécification d'exigences / Acquisition des données éoliennes / Réseaux autonomes HQ* » se rapportent aux données requises du mât météorologique et du parc éolien par HQRA.

(iii)   Méthode de détermination du Montant pour l'énergie rendue disponible.

(iv)    « *Le Distributeur propose qu'après le début des livraisons, conformément à la pratique actuelle, les Contrats soient intégrés aux suivis réalisés dans le rendre compte annuel, à savoir un suivi indiquant les éléments suivants sur une base mensuelle : les quantités de puissance et d'énergie livrées, le détail des montants facturés pour l'énergie et, le cas échéant, les dommages et pénalités avec explications et justifications pertinentes.* »

**Demandes :**

- 2.1    Veuillez élaborer sur le sens de la phrase « *Cette énergie sera néanmoins reconnue et rémunérée sous forme d'énergie rendue disponible (ERD) et ouvre la voie à une réflexion sur les perspectives d'évolution du réseau électrique local* » relatée en (i).

**Réponse :**

1 D'une part, le Distributeur paiera pour l'ERD selon les paramètres du CAÉ.  
2 D'autre part, bien que le Distributeur ne soit actuellement pas en mesure  
3 d'intégrer l'ensemble de la production du parc éolien, il considère que cette  
4 position est conforme aux attentes exprimées par la Société Makivvik dans le  
5 cadre de la démarche de réconciliation économique ayant mené à la conclusion  
6 de l'Entente de collaboration. Celle-ci, intervenue en mai 2025, établit que « la  
7 décarbonation des villages nordiques [...] incluant le recours aux énergies  
8 renouvelables pour alimenter en électricité et chauffer les bâtiments  
9 résidentiels et industriels » constitue une priorité d'intervention. Le Distributeur  
10 estime ainsi se positionner favorablement pour accompagner l'évolution du  
11 réseau électrique local vers une intégration accrue d'énergie renouvelable dans  
12 ces villages tout en étant conscient des défis techniques et économiques  
13 associés à une telle conversion des systèmes de chauffage au mazout dans ces  
14 villages. Par cette entente, les parties ont donc convenue d'aborder la question  
15 de manière conjointe.

2.1.1 Veuillez fournir des exemples de perspectives d'évolution du réseau électrique local.

**Réponse :**

16 Comme mentionné dans la réponse à la question 2.1, l'avenue de  
17 l'électrification de la chauffe est un exemple de perspective d'évolution du  
18 réseau électrique.

2.2 Veuillez documenter le caractère innovateur des deux projets de parcs éoliens en les comparant avec des projets réalisés ailleurs au Canada ou dans le monde.

**Réponse :**

19 Les projets de Quaqaq et Puvirnituk se distinguent par une combinaison  
20 inédite de technologies en réseau autonome dans un contexte nordique et  
21 éloigné. Ils visent une forte pénétration éolienne avec des arrêts momentanés  
22 des moteurs diesel, en exploitant le réseau uniquement via des sources  
23 d'énergie raccordées au moyen d'onduleurs (SERMO), sans inertie mécanique.  
24 Cela nécessite l'intégration de technologies émergentes comme les systèmes  
25 de stockage « grid forming », encore peu éprouvées dans les réseaux  
26 autonomes du Distributeur.

1           **À l'échelle mondiale, quelques projets récents en réseau autonome ont**  
2           **démontré la faisabilité technique de certains de ces aspects innovateurs :**

- 3           • **Graciosa (Açores) : arrêts momentanés des moteurs diesel, mais dans**  
4           **un climat tempéré et avec des éoliennes de plus petite taille.**
- 5           • **Porkeri (Îles Féroé) : contexte nordique, arrêts momentanés des**  
6           **moteurs diesels mais recours à un compensateur synchrone et taux de**  
7           **pénétration plus faible.**
- 8           • **Inuvik (Territoires du Nord-Ouest, Canada) : conditions nordiques**  
9           **similaires, éolienne de grande taille, mais sans arrêt démontré des**  
10           **moteurs diesel.**
- 11           • **Kluane (Yukon, Canada) : conditions nordiques similaires, arrêts**  
12           **momentanés des moteurs diesel, fort taux de pénétration avec éolienne**  
13           **de plus petite taille mais dans un taux de pénétration élevé similaire à**  
14           **ceux visés à Quaqtq et Puvirnitq.**

15           **Ainsi, bien que chaque aspect ait été testé ailleurs, leur intégration dans un seul**  
16           **projet en réseau autonome dans un environnement nordique et éloigné**  
17           **demeure une première pour le Distributeur.**

2.3       Veuillez décrire les avantages technologiques des deux projets, présents ou à venir, pour les communautés concernées.

**Réponse :**

18           **La mise en place des deux projets permettra un apport énergétique**  
19           **supplémentaire significatif pour les communautés de Quaqtq et Puvirnitq ce**  
20           **qui ouvre à d'éventuelles perspectives d'évolution des réseaux électriques**  
21           **locaux, tel qu'expliqué dans la réponse à la question 2.1.**

2.4       En lien avec les références (i) à (iii), veuillez expliquer comment le Fournisseur et Distributeur mesureront l'ÉRD et s'assureront de l'exactitude de la mesure de celle-ci.

**Réponse :**

22           **Le Fournisseur et le Distributeur mesureront l'ERD à l'aide des balises**  
23           **techniques citées dans les Annexes B et C du document intitulé « Spécification**  
24           **d'exigences / Acquisition des données éoliennes / Réseaux autonomes HQ »**  
25           **(référence (ii)). Ces balises techniques servent d'intrants dans le calcul de**  
26           **l'ERD selon l'article 5.1.2 du CAÉ.**

27           **Pour assurer l'exactitude des mesures et du calcul de l'ERD, une validation**  
28           **indépendante des valeurs nécessaires sera effectuée par chaque partie, soit**  
29           **par le Fournisseur et par le Distributeur, pour en venir à une entente commune**  
30           **comme prévu à l'article 5.1.2 du CAÉ. Dans l'éventualité où les données**

1 **d'exploitation sont insuffisantes ou non disponibles, l'ERD sera estimée à partir**  
2 **d'un profil mensuel de production théorique, ajusté selon des facteurs**  
3 **d'indisponibilité, tel que défini dans le CAÉ à l'article 5.1.2.**

2.5 Veuillez commenter sur la possibilité d'ajouter au suivi annuel de la référence (iv), l'ERD facturée au Distributeur (quantité et montant) pour chacun des deux contrats.

**Réponse :**

4 **Il est déjà prévu par le Distributeur de présenter cette information pour les**  
5 **contrats en vigueur.**

### PARAMÈTRES DE L'ANALYSE ÉCONOMIQUE

3. **Références :** (i) Dossier R-4210-2022, pièce [B-0013](#), p. 63, Tableau 8.6;  
(ii) Pièces B-0006 et B-0009.

**Préambule :**

(i) Au plan d'approvisionnement 2023-2032, le Distributeur présente les caractéristiques des équipements de production à Puvirnitug et à Quaqtug. Ces équipements datent respectivement d'avant 1981 et de 1987 mais les groupes n'avaient respectivement que 45 000 et 90 000 heures d'âge moyen. Ces deux centrales offrent respectivement une puissance garantie de 2 583 MW et 617 MW. Selon la note de bas de page 3, ces données remontent à 2021. [nous soulignons]

(ii) Fichiers Excel comprenant les analyses économiques relatives aux parcs éoliens de Quaqtug et de Puvirnitug.

**Demandes :**

3.1 En lien avec la référence (i), veuillez fournir les données les plus récentes disponibles du Tableau 8.6 pour les villages de Quaqtug et de Puvirnitug en indiquant les modifications ou améliorations apportées depuis 2021.

**Réponse :**

6 **Le Distributeur souhaite rectifier deux informations présentées en (i). La**  
7 **première étant liée à l'âge moyen des groupes de Puvirnitug. On devrait y lire**  
8 **90 000 heures plutôt que 45 000 heures. La seconde étant l'unité de la**  
9 **puissance garantie qui est en kW plutôt qu'en MW.**

10 **Voici les caractéristiques les plus récentes des équipements :**

	Nb de groupes	Puissance installée (kW) <i>Réel 2025</i>	Type de combustible	Année de construction	Age moyen des groupes (nb heures) <i>Fin juillet 2025</i>	Rendement (kWh/litres) <i>Réel 2024</i>	Facteur d'utilisation (%) <sup>1</sup> <i>Réel 2024</i>	Puissance garantie (kW)
Quaqtaq	3	1 x 560, 2 x 855 = 2 270	Diesel artic	1987	74 582	3,70	57%	1 274
Puvirnituaq	4	1 x 600, 2 x 1 135, 1 x 1 880 = 4 750	Diesel artic	Avant 1981	103 511	3,81	61%	2 583

1           **À noter qu'une :**

- 2           • **Augmentation de puissance a été complétée en début d'année 2025 à**
- 3           **Quaqtaq. « L'augmentation de puissance [s'est complétée] en**
- 4           **optimisant les groupe 1 et en remplaçant les groupe 2 et 3 par des**
- 5           **groupes récupérés et remis à neuf provenant de la centrale de Salluit »<sup>2</sup>**
- 6           • **Nouvelle centrale sera mise en service à Puvirnituaq pour la pointe 2026-**
- 7           **2027, en conformité avec le Plan d'approvisionnement 2023-2032<sup>3</sup>. La**
- 8           **centrale sera composée de 4 groupes, soit : 2 x 1 923 kW, 2 x 1 437 kW.**
- 9           **Totalisant une puissance installée de 6 720 kW et une puissance**
- 10          **garantie de 4 317 kW.**

3.2       Veuillez confirmer que les subventions reçues par le Distributeur totalisent au plus 26,9 M\$. Au besoin, veuillez élaborer.

**Réponse :**

11          **Les subventions reçues par le Distributeur pour les deux projets de conversion**

12          **de Quaqtaq (26,9 M\$) et Puvirnituaq (22,4 M\$) totalisent 49,3 M\$. Les**

13          **subventions obtenues couvrent 80 % des coûts estimés au moment de la**

14          **demande de subvention.**

15          **En complément, le Distributeur précise que les montants respectifs de**

16          **– 16 069 k\$ (Quaqtaq) et de – 26 297 k\$ (Puvirnituaq) sont présentés en \$ 2025**

17          **dans les analyses économiques déposées. Ces montants correspondent à 80 %**

18          **de l'estimation, à la date de la présente entente avec Tarquti, ce qui diffère des**

19          **estimations lors de la demande de subvention originale.**

20          **À noter que le Distributeur a considéré une partie des subventions disponibles**

21          **pour le réseau de Quaqtaq dans l'analyse économique du parc éolien de**

22          **Puvirnituaq, ce qui explique le montant plus élevé dans l'analyse économique**

23          **que dans la subvention initialement obtenue pour ce réseau.**

<sup>1</sup> Correspond au ratio entre les besoins réels en énergie et le produit de la puissance réelle appelée à la pointe et le nombre d'heures de l'année.

<sup>2</sup> Voir le tableau A-19, dossier R-4270-2024, [HQD-4, Document 1 \(Annexe A\)](#), p.39.

<sup>3</sup> Voir le tableau 6.4, Plan d'approvisionnement 2023-2032, [HQD-3, Document 2](#), p.27.

- 3.2.1 Veuillez déposer, sous le même format que les fichiers Excel de la référence (ii), l'analyse économique conjointe des projets de parc éolien à Quaqaq et Puvirnitug.

**Réponse :**

1 **Le Distributeur dépose l'analyse économique conjointe.**

- 3.3 Veuillez confirmer que les subventions couvrent 80 % des coûts estimés du Distributeur pour l'intégration et la conversion des installations afin d'optimiser et intégrer l'énergie renouvelable produite par le Fournisseur. Au besoin, veuillez élaborer.

**Réponse :**

2 **Le Distributeur le confirme. Voir la réponse à la question 3.2, en complément.**

- 3.3.1 Veuillez expliquer comment le Distributeur récupérera les coûts d'intégration et de conversion non couverts par les subventions.

**Réponse :**

3 **Les coûts en réseaux autonomes pour le Distributeur conserveront la même**  
4 **logique d'allocation que présentement, soit un « traitement via les tarifs de la**  
5 **clientèle d'Hydro-Québec ».**

- 3.4 Veuillez confirmer que les analyses économiques intègrent la totalité des coûts d'intégration et de conversion des installations du Distributeur afin d'optimiser et intégrer l'énergie renouvelable produite par le Fournisseur.

**Réponse :**

6 **Le Distributeur confirme que l'analyse économique intègre la totalité des coûts**  
7 **d'intégration et de conversion estimés en phase préliminaire.**

- 3.4.1 Dans la négative, veuillez fournir les motifs pour lesquels ces coûts ne sont pas pris en compte.

**Réponse :**

8 **Sans objet.**

- 3.4.2 Veuillez présenter les coûts d'intégration et de conversion des installations du Distributeur de façon spécifique dans les analyses économiques et déposer les analyses économiques ainsi amendées.

**Réponse :**

1            **Le Distributeur dépose les analyses économiques amendées (voir la ligne 41,**  
2             **dans les fichiers Excel respectifs, qui présente les montants annuels des coûts**  
3             **d'intégration et de conversion ainsi que les subventions encaissées). Pour plus**  
4             **de précision, pour le projet de conversion de Puvirnitug, ces coûts excluant les**  
5             **subventions totalisent 32,871 M\$ et 20,086 M\$ pour Quaqtac.**

3.5        En lien avec la référence (ii), ligne 39, année 2024, veuillez confirmer que les montants respectifs de – 16 069 k\$ (Quaqtac) et de – 26 297 k\$ (Puvirnitug) correspondent aux subventions que le Distributeur utilise dans ses analyses économiques individuelles de chacun des projets.

**Réponse :**

6            **Le Distributeur le confirme.**

3.5.1      Dans l'affirmative, veuillez fournir les motifs pour lesquels la somme des deux montants ne totalisent pas 26,9 M\$, à savoir la subvention que le Distributeur a obtenue du gouvernement du Québec dans le cadre du Plan pour une économie verte 2030.

**Réponse :**

7            **Voir la réponse à la question 3.2.**

3.5.2      Dans la négative :

- Veuillez expliquer la signification de ces deux montants;
- Veuillez intégrer les subventions dans les analyses économiques et veuillez déposer les analyses économiques ainsi amendées.

**Réponse :**

8            **Sans objet.**

3.6        Veuillez confirmer que les analyses économiques de la référence (ii) intègrent la totalité des coûts de construction des nouvelles centrales au diesel au moment de leur fin de vie.

**Réponse :**

9            **Dans les périodes visées par les deux analyses économiques, aucune centrale**  
10            **au diesel ne se trouve en fin de vie. En conséquence, le Distributeur n'a pas**  
11            **inclus de coûts de construction de nouvelles centrales au diesel.**

1            **Le Distributeur précise que la nouvelle centrale de Puvirnituk sera remplacée**  
2            **d'ici 2027, soit avant la mise en service du parc éolien (en 2029) et**  
3            **indépendamment de la réalisation de celui-ci. De plus, comme mentionné dans**  
4            **la réponse à la question 3.1, une augmentation de puissance a aussi été**  
5            **complétée en 2025 à Quaqtak.**

3.6.1      Dans le cas contraire, veuillez intégrer ces coûts et veuillez déposer les analyses économiques ainsi amendées.

**Réponse :**

6            **Sans objet.**

**PUISSANCE DES PARCS ÉOLIENS ET SURPLUS D'ÉLECTRICITÉ**

4.      **Références :**
- (i)      Dossier R-4210-2022, Pièce [B-0013](#), p. 43;
  - (ii)     Pièce [B-0005](#), p. 10;
  - (iii)    Pièce [B-0008](#), p. 9 et 10;
  - (iv)    Pièces B-0006 et B-0009;
  - (v)    Pièce [B-0007](#), Annexe VIII.

**Préambule :**

(i)      Les tableaux 8.3-2-J et 8.3-2-K du Plan d'approvisionnement 2023-2032 indiquent que les besoins d'électricité et la demande en puissance en 2030 pour les réseaux de Puvirnituk et de Quaqtak sont les suivants :

- Puvirnituk : 15,2 GWh et 2,73 MW;
- Quaqtak : 4,11 GWh et 0,78 MW.

(ii)     L'énergie contractuelle annuelle du contrat pour le réseau autonome de Quaqtak est de 8 612 MWh. Le contrat prévoit une clause pour la rémunération de l'électricité qui ne pourra pas être intégrée au réseau autonome ainsi que le remboursement des frais d'exploitation admissibles en cas d'indisponibilité prolongée.

(iii)    L'énergie contractuelle pour la durée du contrat pour le réseau autonome de Puvirnituk est fixée à 24 461 MWh par année. Le contrat prévoit les mêmes modalités à l'égard de de l'électricité qui ne pourra pas être intégrée au réseau autonome ainsi que le remboursement des frais d'exploitation admissibles en cas d'indisponibilité prolongée.

(iv)     Fichiers Excel comprenant les analyses économiques relatives aux parcs éoliens de Quaqtak et de Puvirnituk.

(v) Coûts d'exploitation annuels anticipés (Option IP).

**Demandes :**

4.1 En lien avec la référence (i), veuillez expliquer :

4.1.1. La nécessité d'installer un parc éolien de 3 MW pour le réseau de Quaqtac dont la pointe semble inférieure à 1 MW;

**Réponse :**

1 **Le choix du promoteur de proposer cette configuration de parc éolien repose**  
2 **sur plusieurs considérations, dont les contraintes du marché, les opportunités**  
3 **technologiques disponibles, et les ambitions de décarbonation. Les**  
4 **manufacturiers se concentrent désormais sur des modèles de plus grande**  
5 **capacité, et peu d'équipements sont conçus pour fonctionner de manière fiable**  
6 **dans les conditions climatiques extrêmes du Nunavik.**

7 **Il est également important de rappeler qu'une éolienne ne produit pas sa**  
8 **puissance nominale en continu. En raison de la relation cubique entre la vitesse**  
9 **du vent et la puissance générée, la puissance moyenne annuelle d'une éolienne**  
10 **est significativement inférieure à sa puissance nominale. Cette réalité supporte**  
11 **aussi, le choix d'une capacité installée supérieure à la pointe du réseau.**

12 **Cette configuration permet également d'optimiser la production éolienne en**  
13 **période de faibles vents, augmentant ainsi le taux de pénétration des énergies**  
14 **renouvelables dans le réseau.**

15 **Finalement, cette surcapacité offre, tel que décrit dans la réponse à la question**  
16 **2.1, l'opportunité de valoriser une énergie excédentaire dans le futur.**

4.1.2. La nécessité d'installer un parc éolien de 9 MW pour le réseau de Puvirnituc dont la pointe semble inférieure à 3 MW.

**Réponse :**

17 **Voir réponse 4.1.1.**

18 **En complément, un parc éolien de 9 MW (avec 3 éoliennes) permet d'atteindre**  
19 **un résultat de décarbonation supérieur tout en payant un prix économiquement**  
20 **similaire au statu quo.**

4.2 Veuillez ajouter les besoins en puissance à la pointe annuelle les plus à jour dans les fichiers Excel de la référence (iv) pour les années 2025 à 2053.

**Réponse :**

1           **Le Distributeur ajoute les prévisions les plus à jour des besoins en puissance**  
2           **à la pointe annuelle dans la version amendée des fichiers Excel (voir la ligne 12**  
3           **des fichiers respectifs).**

4.3    En vous référant aux options permettant aux fournisseurs de recevoir un  
remboursement des frais d'exploitation admissibles en cas d'indisponibilité  
prolongée (références (ii) et (iii)) :

4.3.1    Veuillez expliquer la nécessité de ces options en faveur des fournisseurs.

**Réponse :**

4           **Le Distributeur souhaite rectifier l'information présentée en iii, qui diffère entre**  
5           **le projet de Quaqtaq et de Puvirnitug. L'option IP pour le contrat de Puvirnitug**  
6           **mentionne : « [...] durant ces périodes d'IP, le Fournisseur peut obtenir du**  
7           **Distributeur un congé de paiement de dommages au terme de l'article 12.1 ».**   
8           **Aucun remboursement des frais d'exploitation admissibles n'est prévu**  
9           **contractuellement pour le parc éolien Puvirnitug.**

10          **La clause IP a été négociée afin de répondre aux enjeux potentiels lors de bris**  
11          **technique, électrique ou mécanique pour un promoteur de parc éolien au nord**  
12          **du 55e parallèle en lien avec des difficultés de logistique de livraison et d'accès**  
13          **difficile. La clause IP du projet de Quaqtaq couvre, selon certaines conditions,**  
14          **les périodes d'indisponibilité intermittente ou totale du parc éolien tandis que**  
15          **la clause IP du projet de Puvirnitug couvre les périodes d'indisponibilité totale**  
16          **du parc éolien.**

17          **Les conditions du CAÉ de Quaqtaq tiennent compte du fait que le parc éolien**  
18          **ne compte qu'une éolienne et qu'il n'y a qu'une source potentielle de revenu**  
19          **pour le promoteur (non-résilience). Dans le contexte de l'Entente-cadre, qui**  
20          **constitue également un partenariat structurant avec Tarquti, le Distributeur a**  
21          **négocié une clause de remboursement (clause 5.1.4) des coûts d'exploitation**  
22          **admissibles encourus selon certaines conditions au cours de période**  
23          **d'indisponibilité prolongée pour le projet de Quaqtaq. Tel que mentionné dans**  
24          **la preuve, le projet de Quaqtaq permet à Tarquti de déployer sa structure**  
25          **d'exploitation qui bénéficiera aussi au projet de Puvirnitug. Le Distributeur**  
26          **supporte ainsi le promoteur, en cas d'IP et sous certaines conditions, afin de**  
27          **couvrir ses dépenses minimales pour son premier projet seulement.**

28          **À titre d'exemple, pour les deux CAÉ, les livraisons peu fréquentes et par**  
29          **bateau de plusieurs composantes lors de bris ont été analysées en fonction du**  
30          **niveau de risque potentiel pour le promoteur puis calibrées en clauses**  
31          **contractuelles.**

- 4.3.2 Veuillez expliquer les motifs pour lesquels des frais ne sont pas remboursés au Distributeur par les fournisseurs en cas d'indisponibilité prolongée, notamment pour compenser les coûts d'approvisionnement imprévus supplémentaires en mazout.

**Réponse :**

1 **Selon les paramètres indiqués aux contrats, la clause 12.1 assure au**  
2 **Distributeur des dommages en cas de défaut de livrer l'énergie contractuelle**  
3 **par le Fournisseur pour compenser les coûts supplémentaires qu'il engage,**  
4 **dont notamment l'approvisionnement additionnel en diesel.**

5 **Pour les deux CAÉ, le Distributeur tient compte de l'énergie qui lui aurait été**  
6 **livrée n'eut été du ou des cas de force majeure ou d'une indisponibilité**  
7 **prolongée. Pour une période de calcul donnée, le Fournisseur peut donc avoir**  
8 **à rembourser des dommages au Distributeur.**

9 **Le Distributeur rappelle que, comme mentionné dans sa preuve, « Ces**  
10 **initiatives, qui tiennent compte des particularités financières, techniques et**  
11 **communautaires de ces deux villages, sont appelées à jouer un rôle structurant**  
12 **dans la planification des prochaines étapes de la décarbonation du Nunavik. ».**

- 4.3.3 Veuillez déposer des balisages, recommandations ou rapports ou décrire toute autre considération permettant de motiver l'intégration des options en faveur des fournisseurs.

**Réponse :**

13 **Voir la réponse à 4.3.2.**

14 **L'intégration d'options en faveur des fournisseurs s'inscrit en conformité avec**  
15 **l'esprit de l'Entente-cadre, laquelle vise à favoriser un partenariat équitable et**  
16 **adapté aux réalités du Nunavik. Celle-ci reconnaît explicitement l'importance de**  
17 **développer des contrats d'approvisionnement en électricité qui tiennent**  
18 **compte des particularités économiques, sociales et environnementales des**  
19 **communautés nordiques.**

20 **Une autre considération est la Stratégie de réconciliation économique et de**  
21 **renforcement des relations avec les Premières Nations et les Inuit dans laquelle**  
22 **Hydro-Québec s'engage à réduire les barrières financières et à faciliter l'accès**  
23 **à des leviers adaptés pour permettre aux Premières Nations et aux Inuit d'être**  
24 **des partenaires à part entière dans la transition énergétique et la décarbonation**  
25 **des réseaux autonomes.**

26 **Enfin, le Distributeur souligne qu'il n'a jamais rencontré de situation**  
27 **comparable, sur le plan socio-économique, à celle des projets de Quaqtq et**  
28 **Puvirnitq auprès de ses partenaires d'autres réseaux autonomes, qui aurait**

1 pu alimenter un balisage. En l'absence de balisage ou de précédents  
2 applicables, les modalités contractuelles ont été négociées selon les  
3 paramètres propres à cette réalité, en tenant compte des objectifs communs de  
4 réussite, de résilience et de développement local.

4.4 Veuillez indiquer si les coûts anticipés de l'option IP (référence (v)) sont inclus dans l'analyse économique du parc éolien de Quaqtac (référence (iv)).

**Réponse :**

5 Le Fournisseur a calibré son prix de vente unitaire (\$/MWh) en fonction des  
6 clauses contractuelles de chaque contrat, cependant, le Distributeur n'a pas  
7 intégré de coûts anticipés pour l'exercice d'une option IP à son analyse  
8 économique, car il ne peut anticiper à quel moment et si le Fournisseur se  
9 prévaudra de cette clause. L'Annexe VIII du Contrat présente la formule  
10 permettant de calculer le remboursement des coûts d'exploitation admissibles  
11 par mois lors d'une indisponibilité prolongée demandée par le Fournisseur.

4.4.1. Dans la négative, veuillez inclure les coûts anticipés de l'IP dans l'analyse économique de Quaqtac et déposer une version ainsi amendée de celle-ci.

**Réponse :**

12 **Voir la réponse à la question 4.4.**

4.5 Veuillez produire les coûts anticipés de l'option IP du parc éolien de Puvirnituc et les inclure dans l'analyse économique de ce parc éolien (référence (iv)). Veuillez également déposer une version ainsi amendée de celle-ci.

**Réponse :**

13 **Voir la réponse aux questions 4.3.1 et 4.4.**

4.6 Veuillez commenter sur l'existence d'un potentiel en besoins d'électricité actuellement couverts par l'huile à chauffage.

**Réponse :**

14 Le Distributeur confirme un potentiel en besoins d'électricité qui est  
15 actuellement couverts par l'huile à chauffage. Il estime qu'il faudrait tripler la  
16 production d'électricité pour couvrir le chauffage.

17 C'est d'ailleurs un des aspects couverts par l'entente de collaboration  
18 intervenue entre la société Makivvik et Hydro-Québec, énoncé dans la réponse  
19 à la question 2.1.

4.7 Veuillez élaborer sur la réflexion sur les perspectives d'évolution du réseau électrique local mentionnée en référence (iv) et si cette réflexion inclut des moyens permettant de valoriser l'ERD, comme des charges intermittentes à contrôle automatique, à l'instar de la biénergie à Inukjuak.

Dans votre réponse, veuillez indiquer si des discussions sont en cours avec les communautés de Quaqtaq et de Puvirnituaq dans la recherche de moyens pour maximiser l'utilisation de l'électricité éolienne qui sera produite et minimiser l'ERD.

**Réponse :**

1 **Voir les réponses aux questions 2.1 et 4.6.**

**ANALYSES ÉCONOMIQUES**

2

5. **Références :**
- (i) Pièces [B-0005](#), p. 10 et [B-0008](#), p. 10;
  - (ii) Pièces [B-0005](#), p. 6 et 13 et [B-0008](#), p. 6, 12 et 13.
  - (iii) Pièces B-0006 et B-0009;
  - (iv) Pièce [B-0004](#), p. 5.

**Préambule :**

(i) Les prix contractuels de l'électricité éoliennes pour les projets de Quaqtaq et de Puvirnituaq sont respectivement les suivants :

- 271,02 \$<sub>2025</sub>/MWh;
- 277,82 \$<sub>2025</sub>/MWh.

Ces prix sont indexés à l'IPC à partir de 2026.

(ii) L'électricité éolienne produite par chacun des parcs éoliens permettra au Distributeur d'approvisionner environ 60 % de chacun des réseaux autonomes concernés.

Les réductions anticipées de GES sur l'horizon des deux contrats pour les réseaux de Quaqtaq et de Puvirnituaq sont respectivement de 57 250 t éq. CO<sub>2</sub> et de 196 000 t éq. CO<sub>2</sub>.

(iii) Fichiers Excel comprenant les analyses économiques relatives aux parcs éoliens de Quaqtaq et de Puvirnituaq.

(iv) « C'est aussi dans l'optique de la Stratégie de réconciliation économique et de renforcement des relations avec les Premières Nations et les Inuit, adoptée en 2024 par Hydro-Québec pour la mise en œuvre d'une priorité du Plan d'action 2035, qu'interviennent ces contrats. » [note de bas de page omise]

**Demandes :**

5.1 En lien avec la référence (i), veuillez expliquer comment les prix de l'électricité en 2025 ont été déterminés. Dans votre réponse, veuillez notamment expliquer chacun des coûts du Fournisseur pris en compte dans ces prix.

**Réponse :**

1 **Les prévisions de coûts du Fournisseur prises en compte dans les prix**  
 2 **présentés aux contrats sont ses investissements nets des subventions et ses**  
 3 **coûts d'exploitation. À cela s'ajoute un rendement octroyé au Fournisseur pour**  
 4 **opérer les parcs éoliens.**

5.2 Sous l'hypothèse que chacun des deux parcs éoliens permettra d'approvisionner environ 60 % (référence (ii)) des besoins en électricité de chacun des deux réseaux autonomes concernés, la Régie, à l'aide des renseignements suivants :

- Prévision des besoins en énergie pour l'année 2030 (référence (iii), ligne 10);
- Coût d'achat de l'énergie éolienne pour 2030 (référence (iii), ligne 34).

produit le tableau suivant pour l'année 2030 :

	Besoins en énergie ( i )	Approv. en énergie éolienne ( ii ) = 60 % x ( i )	Coût d'achat de l'énergie éolienne ( iii )	Prix unitaire \$ <sub>2030</sub> /MWh = ( iii ) ÷ ( ii )
<b>Quaqtaq</b>	5,26 GWh	3,16 GWh	2 570 k\$ <sub>2030</sub>	813,79
<b>Puvirnitug</b>	15,95 GWh	9,57 GWh	7 482 k\$ <sub>2030</sub>	766,39

5.2.1 Veuillez valider les calculs.

**Réponse :**

5 **Le calcul mathématique sur la base des hypothèses utilisées par la Régie pour**  
 6 **Quaqtaq est exact à 813,79 \$, tandis que pour Puvirnitug, le prix unitaire devrait**  
 7 **plutôt être 781,71 \$.**

8 **Le Distributeur précise que l'énergie intégrée sur la durée du contrat fluctue**  
 9 **d'une année à l'autre, représentant environ 60 % en moyenne sur 25 ans. La**  
 10 **structure contractuelle complète des projets de Quaqtaq et Puvirnitug n'est pas**  
 11 **basée sur un prix unitaire calculé sur l'énergie intégrée.**

1 Les contrats déposés permettent au Distributeur de rémunérer le Fournisseur  
 2 sur la livraison d'une quantité d'énergie éolienne contractuelle. Le risque  
 3 d'intégration est pris par le Distributeur et ce dernier, en cas d'optimisation,  
 4 pourrait bénéficier de gains comme une réduction du prix unitaire tel que  
 5 calculé par la Régie dans la démonstration en préambule.

6 Finalement, le Distributeur rappelle que, tel que le démontre l'analyse  
 7 économique, les coûts pour couvrir les besoins en énergie sont similaires au  
 8 statu quo.

5.2.2 Veuillez commenter les prix unitaires « effectifs » pour l'achat de l'électricité éolienne.

Réponse :

9 Voir la réponse à la question 5.2.1.

5.3 À l'aide des coûts actualisés d'achat de l'électricité éolienne (référence (iii), ligne 34, colonne F), la Régie détermine les coûts unitaires suivants pour la réduction des GES :

	Réduction des GES sur la durée des contrats t éq. CO <sub>2</sub> ( i )	Coût actualisé d'achat de l'énergie éolienne ( ii )	Coût unitaire de réduction des GES \$ <sub>2025</sub> /t. eq. CO <sub>2</sub> =(1 000 x ( ii )) ÷ ( i )
Quaqtaq	57 250	79 107 k\$ <sub>2025</sub>	1 381,78
Puvirnitug	196 000	234 938 k\$ <sub>2025</sub>	1 198,66

5.3.1 Veuillez valider les calculs.

Réponse :

10 À l'instar du calcul de réduction des GES qui repose sur une différence par  
 11 rapport au scénario de statu quo (centrale diesel), le Distributeur est d'avis qu'il  
 12 serait plus judicieux qu'une représentation du coût unitaire de réduction des  
 13 GES considère aussi la différence des coûts totaux par rapport au statu quo.  
 14 De cette façon, le calcul tient compte de tous les éléments qui ont un impact  
 15 sur la réduction des GES, ce qui inclut les coûts d'achat de l'énergie éolienne  
 16 mais aussi les investissements comme le système de stockage, ainsi que la  
 17 diminution des charges d'exploitation comme l'achat de carburant.

1           Ainsi, conformément aux écarts de coûts présentés dans les analyses  
 2           économiques respectives, le Distributeur est d'avis que les calculs suivants  
 3           sont plus appropriés :

	Réduction des GES sur la durée des contrats t éq. CO <sub>2</sub> ( i )	Hausse des coûts actualisés par rapport au statu quo ( ii )	Coût unitaire de réduction des GES \$ <sub>2025</sub> /t. eq. CO <sub>2</sub> =(1 000 x ( ii )) ÷ ( i )
Quaqtaq	57 250	9 647 k\$ <sub>2025</sub>	168,51
Puvirnitug	196 000	2 683 k\$ <sub>2025</sub>	13,69

4           Toutefois, le Distributeur maintient que, outre la réduction des GES, chaque  
 5           projet a ses caractéristiques propres et que des bénéfices tels que ceux  
 6           associés à la qualité de l'air, la réduction des risques environnementaux, les  
 7           retombées économiques locales et la création d'emplois doivent être réfléchis  
 8           de concert avec la recherche de rentabilité générale.

5.3.2    Veuillez commenter les coûts unitaires « effectifs » de réduction des GES  
 sur l'horizon des contrats.

**Réponse :**

9           **Voir la réponse à 5.3.1.**

5.4    Veuillez expliquer en quelle mesure la Stratégie de réconciliation économique et de  
 renforcement des relations avec les Premières Nations mentionnée en référence (iv)  
 a affecté la détermination des revenus contractuels.

**Réponse :**

10       L'Entente-cadre intervenue en 2021 entre Hydro-Québec et Tarquti jumelée à  
 11       l'adoption en 2024 de la Stratégie de réconciliation économique et de  
 12       renforcement des relations avec les Premières Nations et les Inuit ont agi  
 13       comme toile de fonds aux négociations ayant mené au dépôt des deux contrats  
 14       d'approvisionnement en électricité.

15       Le Distributeur s'est assuré diligemment d'obtenir un juste prix pour l'énergie  
 16       éolienne du Fournisseur tout en s'assurant que les projets soient développés  
 17       pour le bénéfice des Inuit via des revenus et autres avantages tels que ceux  
 18       associés à la qualité de l'air, la réduction des risques environnementaux, les

1            **retombées économiques locales et la création d’emplois. Ces éléments font**  
2            **partie intégrante de la « Stratégie de réconciliation ».**

3            **Hydro-Québec, conformément à l’engagement 1.1 de sa Stratégie de**  
4            **réconciliation, s’est engagée à adopter une approche partenariale avec les**  
5            **Premières Nations, les Inuit et les collectivités et à de faciliter l’accès à des**  
6            **leviers adaptés leur permettant d’être des partenaires à part entière dans la**  
7            **transition énergétique et la décarbonation des réseaux autonomes.**

### **SYSTÈME DE STOCKAGE D’ÉNERGIE (SSÉ)**

6.    **Références :**        (i)    Pièce [B-0008](#), p. 9;  
                                  (ii)    Pièce [B-0008](#), p. 12.

#### **Préambule :**

(i)        « 2.4. *Déploiement des systèmes de jumelage*  
*Afin de maximiser l’intégration d’énergie de source renouvelable, le Distributeur ajoutera à ses installations un SSÉ d’environ 3,6 MW. Celui-ci contribuera à la stabilité du réseau. De plus, le Distributeur prévoit être en mesure de procéder à l’arrêt momentané de la centrale thermique à partir de la quatrième année d’exploitation du projet de conversion .* »

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

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

#### **Demandes :**

6.1    Veuillez décrire les caractéristiques de conception et d’exploitation des SSÉ de Quaқтаq et de Puvirnitұq dont notamment leur capacité à emmagasiner des surplus horaires, quotidiens, hebdomadaires et saisonniers.

#### **Réponse :**

8            **Les caractéristiques des SSÉ de Puvirnitұq et Quaқтаq ont été prévues de façon**  
9            **à obtenir à la fois un dimensionnement optimal et suffisant en puissance pour**  
10           **offrir les services de stabilité et de fiabilité attendus, et aussi une capacité de**

1 **stockage en énergie permettant d’emmagasiner et de restituer une quantité**  
2 **d’énergie éolienne en surplus correspondant à l’alimentation complète de ces**  
3 **réseaux durant quelques heures.**

4 **Principalement pour des raisons économiques, le Distributeur n’a pas prévu**  
5 **installer des systèmes de stockage en mesure d’emmagasiner des surplus sur**  
6 **une période plus longue, notamment pour l’horizon de temps hebdomadaire ou**  
7 **saisonnier. Les capacités de stockage en énergie, quoique limitées à cet**  
8 **horizon de temps plus court, ont tout de même un impact significatif et optimal**  
9 **sur les taux de pénétration en énergie de ces deux projets.**

10 **De plus, afin de procéder à l’arrêt momentané de la centrale thermique**  
11 **(référence (i)), le Distributeur prévoit dans la conception des SSÉ la fonction**  
12 **« grid forming » permettant de maintenir la tension et la fréquence du réseau**  
13 **sans inertie mécanique (voir réponse à la question 2.2).**

6.2 Veuillez expliquer le service rendu par le SSÉ en terme de fiabilité du réseau, considérant qu’un seuil minimum de puissance à un des groupes pourrait être maintenu lorsque la centrale au diesel est en opération.

**Réponse :**

14 **Le SSÉ contribuera à la fiabilité du réseau en participant aux services de**  
15 **régulation de la fréquence et de la tension, autant en régime permanent que lors**  
16 **d’événements transitoires sur le réseau. Le SSÉ jouera notamment un rôle**  
17 **significatif dans la capacité du réseau à faire face aux variations rapides de la**  
18 **production éolienne susceptibles de se produire lors de variations de vent.**  
19 **Finalement, le SSÉ participera aussi au service de réserve d’exploitation**  
20 **(réserve tournante) afin de garantir la disponibilité d’une puissance suffisante**  
21 **en tout temps pour alimenter les besoins du réseau advenant une diminution**  
22 **partielle ou complète de la production éolienne.**

6.3 Veuillez indiquer la durée typique des arrêts momentanés des centrales au diesel qui seront possibles avec les parcs éoliens et les SSÉ.

**Réponse :**

23 **Les arrêts momentanés des centrales au diesel sont prévus s’échelonner**  
24 **typiquement sur une période de quelques heures, et pourraient même s’étendre**  
25 **au-delà de 24 heures si la production éolienne disponible et les conditions**  
26 **d’exploitation du réseau le permettent.**

6.4 Veuillez indiquer si les parcs éoliens et les SSÉ permettront d’abaisser le critère (n-1) pour la puissance garantie, ou faciliter les opérations de maintenance sur les groupes diesel.

**Réponse :**

1            **Le Distributeur n'a pas prévu d'abaissement du critère (n-1) pour la puissance**  
2            **garantie associé aux systèmes de stockage d'énergie (SSÉ) ou aux parcs**  
3            **éoliens dans les projets de Quaqaq et Puvirnitug, conformément aux**  
4            **orientations exprimées dans le Plan d'approvisionnement 2023–2032.**

5            **En effet, le Plan souligne que « le Distributeur juge [...] nécessaire de**  
6            **poursuivre sa prise d'expérience dans l'exploitation d'un réseau autonome**  
7            **soumis à un jumelage éolien-diésel ou avec un système de stockage avant de**  
8            **formaliser le réel impact sur le bilan en puissance ».**

9            **Cela dit, les SSÉ et les parcs éoliens prévus dans les deux projets pourraient**  
10           **en effet contribuer à faciliter les opérations de maintenance sur les groupes**  
11           **diesel, notamment en permettant des arrêts momentanés de groupes ou de la**  
12           **centrale complète lorsque les conditions de production renouvelable le**  
13           **permettent. Les maintenances seront aussi espacées compte tenu d'une**  
14           **sollicitation moindre de ces groupes.**

6.5        En considérant la situation suivante :

- La capacité maximale du SSÉ est atteinte;
- La demande du réseau ne permet pas d'absorber toute l'électricité éolienne produite.

Veillez commenter sur les probabilités qu'une telle situation se produise annuellement.

**Réponse :**

15           **Le distributeur confirme que la situation décrite se produira régulièrement.**  
16           **Conséquemment, un signal de plafonnement sera envoyé au promoteur éolien**  
17           **qui devra limiter la production éolienne.**

6.6        Dans le contexte de la situation décrite ci-dessus, veuillez expliquer la stratégie du Distributeur pour maintenir la stabilité du réseau.

Dans votre réponse, veuillez élaborer sur les possibilités physiques de réduire la puissance éolienne et préciser comment la quantité d'ERD sera déterminée, par le Distributeur ou le Fournisseur.

**Réponse :**

18           **Comme indiqué à la réponse à la question 6.5, le Distributeur devra utiliser un**  
19           **signal de plafonnement qui servira à la fois à assurer la stabilité du réseau et à**

1            **équilibrer la production selon la demande du réseau. Complémentairement, les**  
2            **systèmes de régulation de fréquence des moteurs diesels et des SSÉ seront en**  
3            **mesure d’ajuster en temps réel la production de ces équipements afin de**  
4            **garantir l’équilibre continu entre la production et la charge.**

5            **Une certaine marge d’énergie est toujours conservée dans les SSÉ, de sorte**  
6            **que la batterie ne soit ni complètement vide ni entièrement chargée. Cela**  
7            **permet au système de répondre en tout temps aux besoins de régulation de la**  
8            **fréquence, en pouvant soit injecter, soit absorber de l’énergie selon les besoins**  
9            **du réseau.**

10           **Physiquement le Fournisseur devra appliquer un bridage à son parc éolien, par**  
11           **exemple en ajustant dynamiquement l’angle de calage des pales des éoliennes.**  
12           **Lors de ces situations, la quantité d’ERD sera déterminée comme il est décrit**  
13           **au point 2.4.**

- 6.7        Dans le contexte précédent, advenant que le maintien de la stabilité du réseau nécessitait un investissement de la part du Distributeur (exemple : ajout d’un bancs de résistance), veuillez élaborer sur les avantages économiques de cet investissement par rapport au déploiement de charges utiles interruptibles, notamment si elles éviteront des coûts ÉRA (anciennement PUEÉ).

**Réponse :**

14           **La situation évoquée est de nature hypothétique. À ce stade, le Distributeur a**  
15           **développé une configuration technique complète visant à assurer la stabilité du**  
16           **réseau avec les équipements prévus, incluant les systèmes de stockage**  
17           **d’énergie (SSÉ) et les automatismes de régulation. Cette configuration est**  
18           **conçue pour répondre aux besoins anticipés sans nécessiter d’ajout**  
19           **d’équipements tels qu’un banc de résistance.**

20           **Il est donc difficile de déterminer à ce stade quelles solutions alternatives**  
21           **seraient mises de l’avant si un ajustement s’avérait nécessaire. Cela dit, le**  
22           **Distributeur reconnaît que le déploiement de charges utiles interruptibles**  
23           **pourrait représenter une piste intéressante, notamment en complémentarité**  
24           **avec les objectifs de valorisation de l’énergie excédentaire.**

25           **L’entente entre Hydro-Québec et Makivvik abordée dans la réponse à la**  
26           **question 2.1 couvre, par ailleurs, ce sujet.**