

Complément de preuve suivant la décision D-2025-099

Table des matières

1. Introduction	5
2. Contexte réglementaire lors de la préparation du dossier	6
3. Démonstration de la rentabilité économique	6
3.1. Risques financiers des projets	6
3.2. Valeur économique des bénéfices non énergétiques dans le contexte des réseaux autonomes (BNÉ)	11
3.2.1. Coût social du carbone (CSC)	12
3.2.2. Retombées sociales-économiques	13
3.3. Autres éléments de contexte en lien avec la rentabilité	14
3.4. Impact sur le revenu requis du Distributeur	15
4. Évolution du contexte réglementaire depuis l'adoption de la Loi sur la gouvernance responsable	15
5. Démonstration de la fiabilité des approvisionnements	17
6. Conclusion	18

Liste des figures

Figure 1 Impact sur la perte économique de -12 M\$ act. 2025 du scénario Éolien + diesel + batteries par rapport au statu quo	9
---	---

Liste des tableaux

Tableau 1 Résultats de l'analyse économique combinée	7
Tableau 2 Disponibilités de subventions	8
Tableau 3 Estimation du remboursement selon l'ANNEXE VIII du CAÉ de Quaqtaq	10
Tableau 4 Impact sur les revenus requis – Quaqtaq et Puvimituq (M\$)	15

1. Introduction

1 Le 8 octobre 2025, la Régie de l'énergie (la Régie) a rendu sa décision [D-2025-099](#) (la
2 Décision) en lien avec la demande d'autorisation de contrats d'approvisionnement en
3 électricité (CAÉ) à partir de parcs éoliens dans les réseaux autonomes de Quaqaq et de
4 Puvirmituq¹, déposée le 10 juillet 2025 par Hydro-Québec dans ses activités de distribution
5 d'électricité (le Distributeur).

6 Dans sa Décision la Régie rejette les demandes d'autorisation pour les deux contrats.

7 En justification de cette décision, la Régie mentionne :

8 « [85] Au terme de son examen de la Demande, la Régie constate que la rentabilité
9 économique et la fiabilité des approvisionnements liés aux deux contrats
10 d'approvisionnement dépendent en bonne partie des investissements à être réalisés
11 par le Distributeur.

12 [...]

13 [86] Or, la Loi visant à simplifier le processus d'établissement des tarifs de distribution
14 d'électricité a, notamment, retiré les obligations pour Hydro-Québec de faire autoriser
15 par la Régie ses projets d'investissements en infrastructures »
16 [...]

17 [87] Dans ce contexte, la Régie estime qu'elle n'est pas en mesure d'apprécier
18 globalement la rentabilité des deux contrats au bénéfice de la clientèle du Distributeur.

19 [...]

20 [89] Toutefois, la Régie juge approprié de permettre au Distributeur, dans le présent
21 dossier, l'opportunité de fournir les éléments de preuve et la démonstration qui
22 permettraient à la Régie de tirer une conclusion positive quant à la rentabilité
23 économique et la fiabilité des investissements liés aux deux contrats
24 d'approvisionnement. Ces éléments devront être déposés au plus tard le 31 octobre
25 2025 à 12 h.² »

26 C'est donc à la suite de cette Décision que le Distributeur soumet par la présente un
27 complément de preuve au dossier.

¹ [Dossier R-4302-2025](#).

² En gras dans le texte.

2. Contexte réglementaire lors de la préparation du dossier

1 Les orientations approuvées par la Régie dans ses décisions D-2017-140³, D-2022-062⁴ et
2 D-2022-109⁵, à l'égard des contrats d'approvisionnement pour la conversion des réseaux
3 autonomes, sont les suivantes :

- 4 • La fiabilité de l'approvisionnement;
- 5 • Une réduction des émissions de GES;
- 6 • L'acceptabilité sociale et environnementale; et
- 7 • Une réduction des coûts d'approvisionnement.

8 Tel que proposé par la Régie au paragraphe 89 de sa décision D-2025-099, le Distributeur
9 soumet les démonstrations et éléments de preuve additionnels suivants en lien avec la
10 rentabilité économique et la fiabilité. À la section 4, le Distributeur soumet également en quoi
11 l'autorisation des contrats s'inscrit dans le contexte de l'évolution du rôle de la Régie suivant
12 la sanction de la Loi sur la gouvernance responsable.

3. Démonstration de la rentabilité économique

3.1. Risques financiers des projets

13 Conformément à la preuve du Distributeur, la Régie retient, aux paragraphes 74 à 76 de sa
14 décision, que :

15 « [74] Lorsque les deux projets sont analysés de façon conjointe, le coût du jumelage
16 éolien-diesel est supérieur d'environ 3,5 % à celui du statu quo.
17 [...] »

18 [75] De plus, en l'absence des subventions reçues par le Distributeur (49,3 M\$), le coût
19 du jumelage éolien-diesel est supérieur d'environ 17 % au statu quo
20 [...]

21 [76] En second lieu, la Régie constate que les coûts de raccordement du Projet et
22 d'intégration de l'électricité produite par les éoliennes reposent sur des estimations
23 paramétriques et que ceux-ci seront précisés dans le cadre de sa portion du projet de
24 conversion au terme d'une phase d'avant-projet. »

25 Le Distributeur comprend de ces paragraphes de la Décision, que la Régie estime ne pas être
26 en mesure de valider les risques financiers liés aux coûts de raccordement et d'intégration.
27 Pour appuyer sa démonstration, le Distributeur présente en premier lieu le tableau 1 ainsi que
28 les clarifications suivantes pour répondre à ses préoccupations.

³ Dossier R-3986-2016, décision [D-2017-140](#), p. 95 et 96.

⁴ Dossier R-4110-2019 Phase 1, décision [D-2022-062](#), p. 159 et 169.

⁵ Dossier R-4110-2019, décision [D-2022-109](#), p. 19 et 20.

Tableau 1
Résultats de l'analyse économique combinée

Période 2024 à 2053						
M\$ act. 2025	<u>Diesel</u>		<u>Éolien + diesel + batteries</u>		<u>Écarts</u>	
Charges	336		343		-7	
Entretien	52		51			
Pérennité	4		1			
Exploitation - Carburant	261	} 261	137	} 269	-8	3,2%
Achats d'énergie éolienne	0		133			
TSP	0		1			
ÉRA (anciennement PUEÉ)	20		20			
Investissements	18		24		-6	
Pérennité	17		20			
Croissance (intégration et conversion)	0		6			
Croissance (autres éléments)	12		9			
Valeur résiduelle	-11		-11			
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 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 • Le coût du carburant est la catégorie de coûts la plus importante pour le Distributeur,
2 autant pour le scénario *statu quo* (74 %) que pour le scénario éolien-diesel-batteries
3 (37 %). Dans ce contexte, les risques en lien avec les investissements requis du
4 Distributeur sont moindres que les risques associés à une variation du coût du
5 carburant. À titre d'illustration, une augmentation de 10 % des prix du carburant aurait
6 un impact favorable global de +13 M\$, rendant ainsi l'analyse économique des projets
7 visés par les contrats positive. Un dépassement de l'ordre de 40 % des investissements
8 en croissance (intégration et conversion)⁶ aurait quant à lui un impact défavorable
9 global de +11 M\$;

⁶ Les investissements requis par le Distributeur totalisant 53 M\$ sont présentés dans les pièces HQD-03-02_CAÉ Puvirniq ([B-0010](#), page 146), HQD-02-02_CAÉ Quaqtq ([B-0007](#), page 134), HQD-02-01_Demande d'autorisation CAÉ Quaqtq ([B-0005](#), page 17, tableau 3), HQD-03-01_Demande d'autorisation CAÉ Puvirniq ([B-0008](#), page 17, tableau 3), HQD-04-01.4_Analyse économique combinée_Quaqtq_et Puvirniq (B-0022, cellules J40 à M40). Ces investissements sont diminués des subventions de 42,4 M\$ (53 M\$ - 42,4 M\$ = 10,6 M\$), puis actualisés afin de se retrouver dans le tableau 1 ci-dessus à la ligne Croissance (intégration et conversion) (6 M\$ act. 2025).

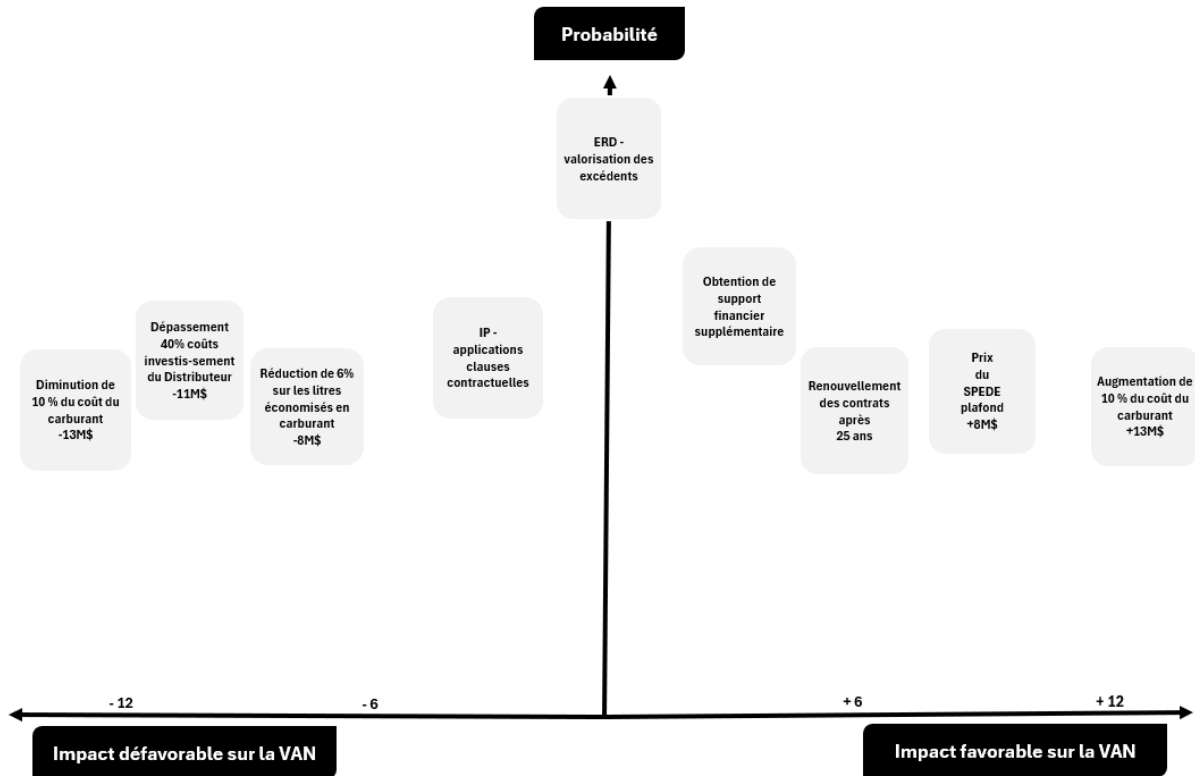
- 1 • La subvention de 49,3 M\$ a déjà été reçue et ne représente aucunement un risque
2 financier. Il n'est donc pas justifié pour la Régie de considérer un scénario sans
3 subvention comme pouvant constituer un risque (paragr. 75 de la Décision). De fait, le
4 Distributeur souligne qu'après la réallocation de subventions entre les deux projets (voir
5 tableau 2 ci-dessous), il dispose de 6,9 M\$ pour couvrir d'éventuelles augmentations
6 de coûts paramétriques au terme de la phase d'avant-projet ;
- 7 • L'analyse économique conjointe des deux projets (écart de 3,5 % avec le *statu quo*)
8 tient compte de l'ensemble de l'estimation des coûts, nets des subventions, de
9 raccordements et d'intégration qui sont assumés par le Distributeur ;
- 10 • Le Distributeur souligne également que ces estimations sont établies suivant la même
11 approche et un niveau de détails similaire que dans les demandes d'approbation
12 précédentes de CAÉ en réseaux autonomes et que celles-ci ont toujours été
13 considérées adéquates et suffisantes.
- 14 • Le Distributeur souligne par ailleurs que le retrait, en 2019, de l'obligation pour
15 Hydro-Québec de faire autoriser ses projets d'investissements en infrastructures n'a
16 aucun impact quant à l'appréciation des investissements à être réalisés par le
17 Distributeur, contrairement à ce que la Décision indique aux paragraphes 85 et 86
18 puisque de telles autorisations, le cas échéant, n'auraient pas été demandées de façon
19 concomitante à la demande d'autorisation des contrats.

Tableau 2
Disponibilités de subventions

	Subvention maximale obtenue	Subvention considérée dans les analyses économiques	Réallocation de subvention considérée dans les analyses économiques	Subvention disponible
Quaqtaq	26,9 M\$	16,1 M\$	- 4,0 M\$	6,9 M\$
Puvirnituq	22,4 M\$	26,3 M\$	+ 4,0 M\$	
TOTAL	49,3 M\$	42,4 M\$	-	

20 En deuxième lieu, le Distributeur souhaiterait clarifier l'ensemble des facteurs de risques
21 financiers pertinents au support de la preuve initiale à l'aide de la figure 1 ci-dessous. Les
22 différents éléments de sensibilités sont représentés selon leur probabilité d'occurrence et leur
23 impact potentiel sur la perte économique de 12 M\$ act. 2025 du scénario Éolien + diesel +
24 batteries par rapport au statu quo.

Figure 1
Impact sur la perte économique de -12 M\$ act. 2025 du scénario
Éolien + diesel + batteries par rapport au statu quo



1 En complément, le Distributeur ajoute les précisions suivantes :

- 2 • Tarquti est toujours en démarche active pour l’obtention de support financier
- 3 supplémentaire à ce stade-ci. D’ailleurs, le Distributeur aimerait rappeler que la clause
- 4 9.4 des deux contrats prévoit, selon certaines conditions, un partage de l’ordre de 50 %
- 5 des montants reçus découlant d’éventuels supports financiers obtenus ;
- 6 • Dans les deux contrats, le congé de dommages pour non-livraison pendant une
- 7 indisponibilité prolongée (IP) est encadré par plusieurs conditions, notamment un
- 8 rapport mensuel d’évolution du plan de retour du Fournisseur (voir les clauses 5.1.4,
- 9 5.1.5 et 12.1 des deux contrats) ;
- 10 • Le remboursement des coûts d’exploitation admissibles encourus au cours de l’IP est
- 11 octroyé dans le contrat de Quaqtq seulement. Il est encadré par plusieurs conditions,
- 12 notamment un nombre maximal d’occurrences, une durée maximale et un plan de
- 13 remédiation annuel (voir clause 5.1.4). À titre d’exemple, le Distributeur présente au
- 14 tableau 3 l’estimation des coûts d’exploitation potentiellement remboursables selon
- 15 différentes possibilités ;

- 1 • La clause 2.3 des contrats permettent sous certaines conditions de renouveler les
2 contrats après pour une période initiale de 25 ans, ce qui permettrait de poursuivre la
3 décarbonation du Nunavik. Le Distributeur devra éventuellement se pencher sur cette
4 possibilité, si les conditions le permettent ;
- 5 • L'ERD excédentaire ne constitue ni un risque ni un coût manquant. Elle n'affecte ni la
6 fiabilité ni la viabilité économique du projet ; Elle entraîne plutôt :
- 7 1. Une opportunité de réduire les coûts unitaires d'approvisionnement et donc
8 d'augmenter la rentabilité pour de futurs projets de valorisation, car l'énergie
9 serait disponible sans frais supplémentaire ;
- 10 2. Un effet immédiat : un parc éolien plus puissant augmente le taux de
11 pénétration de l'énergie renouvelable, en rendant plus souvent disponible de
12 l'énergie intégrable au réseau (même si cette relation n'est pas proportionnelle
13 à la puissance installée).

14 Sur le plan technique, une stratégie est prévue : un signal de plafonnement continu
15 sera transmis par le Distributeur au parc du Promoteur, qui ajustera sa puissance active
16 en conséquence. L'ERD non appelée n'est donc ni produite ni injectée sur le réseau.
17 Le Distributeur considère ainsi l'ERD neutre pour ces projets, mais avantageuse pour
18 l'avenir.

Tableau 3
Estimation du remboursement selon l'ANNEXE VIII du CAÉ de Quaqtq

Année d'occurrence de l'IP	12 mois en IP _{\$ 2025}	1 mois en IP _{\$ 2025}
Année 1 du contrat - 2028	2 604 545 \$	217 045 \$
Année 25 du contrat - 2052	1 718 441 \$	143 203 \$

Note : Lors du remboursement au Fournisseur, l'impact financier pour le Distributeur sera équivalent au montant actualisé des coûts d'exploitation admissibles en prenant en considération les diverses conditions du contrat de QAQ (notamment l'éligibilité et la durée).

19 C'est dans la perspective des éléments soulevés ci-dessus que le Distributeur en arrive à la
20 conclusion que les coûts entre les deux scénarios sont « économiquement similaires ». Le
21 Distributeur est d'avis que le résultat de l'analyse économique déposée en preuve (écart de
22 coûts de 3,5 % par rapport au statu quo) est un scénario centré par rapport à l'ensemble des
23 risques et opportunités financiers présentés ci-haut. Par ailleurs, les risques sont indépendants
24 les uns par rapport aux autres.

3.2. Valeur économique des bénéfices non énergétiques dans le contexte des réseaux autonomes (BNÉ)

1 Bien que les coûts entre les deux scénarios soient similaires, l'analyse économique présentée
2 au dossier ne prend pas en compte la valeur des bénéfices non énergétiques (BNÉ) apportés
3 par ces contrats d'approvisionnement. La valeur économique des BNÉ engendrés par la
4 comparaison des scénarios de mix énergétiques différents est difficile à mesurer. Quoiqu'il en
5 soit, la Régie a reconnu, par le passé, une valeur économique positive aux BNÉ issus des
6 projets de conversion des réseaux autonomes.

7 Ainsi, dans différentes décisions rendues également dans le cadre de la conversion de
8 réseaux autonomes⁷, la Régie retient qu'il existe une valeur économique aux BNÉ et que leur
9 prise en compte ne ferait qu'améliorer la rentabilité du projet :

10 « [62] La Régie retient que, selon le Distributeur, la prise en compte d'autres BNÉ dans
11 l'analyse de rentabilité économique, tels que ceux associés à la qualité de l'air, la
12 réduction des risques environnementaux (réduction du transport et de la consommation
13 de combustible), les retombées économiques locales et la création d'emplois, ne ferait
14 qu'améliorer la rentabilité générale du Projet »⁸

15 Également, dans sa décision [D-2023-078](#), à la page 15, la Régie mentionne :

16 « [56] Par ailleurs, en réponse à une DDR de la Régie, le Distributeur [...] note que
17 tous les bénéfices additionnels reconnus par la Régie concernant une réduction
18 d'émissions de GES, notamment les bénéfices non énergétiques (BNÉ), ne feraient
19 qu'améliorer la rentabilité de projets de conversion énergétique visant la réduction
20 d'utilisation d'énergie fossile ».

21 Plus loin (p.18), elle ajoute :

22 « [72] La Régie prend acte que la prise en compte des BNÉ dans l'analyse de
23 comparaison économique pourrait améliorer la rentabilité du Projet de conversion par
24 rapport au statu quo. ».

25 Bien qu'il ne soit pas en mesure de quantifier la valeur économique des BNÉ, le Distributeur
26 est d'avis, comme la Régie l'a elle-même reconnu lors de décisions passées, que la prise en
27 compte de ceux-ci aurait nécessairement un effet positif sur la rentabilité des projets soumis
28 dans la présente demande. Ce sont ces considérations qui amènent le Distributeur à
29 considérer ces projets comme favorables dans la mesure où il en résulte un grand nombre de
30 BNÉ pour un coût d'approvisionnement similaire au statu quo.

31 Le Distributeur note d'ailleurs que la Régie elle-même travaille, depuis quelques années, à
32 intégrer la prise en compte des BNÉ dans les processus réglementaires. Ainsi, à la question
33 3.6 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie en lien avec la demande d'approbation

⁷ Décisions [D-2023-082](#) et [D-2023-078](#), respectivement des dossiers R-4227-2023 et R-4221-2023.

⁸ Décisions [D-2023-082](#), paragraphe 62.

1 du contrat d’approvisionnement en électricité à partir d’un parc éolien dans le réseau autonome
2 des Îles-de-la-Madeleine⁹, la Régie mentionne :

3 « Tel qu’indiqué en référence (v), la Régie poursuit ses efforts visant à intégrer
4 graduellement les bénéfiques non énergétiques (BNÉ) et les externalités dans les
5 processus règlementaires, ceci afin de pouvoir prendre des décisions qui contribueront
6 à la transition énergétique au Québec. »

7 À la référence (v) de cette question, la Régie réfère à un passage tiré du sommaire d’un
8 document rédigé par la firme Dunsky¹⁰:

9 « Dans son plan stratégique 2020-2025, la Régie de l’énergie a adopté une nouvelle
10 vision : Contribuer à la transition énergétique et être reconnue pour son expertise, son
11 efficacité et la qualité de ses décisions. Intégrer les bénéfiques non énergétiques (BNÉ)
12 et les externalités dans les processus règlementaires est essentiel pour prendre des
13 décisions qui contribuent à la transition énergétique. Or, le Québec accuse un retard
14 sur ce domaine par rapport à plusieurs autres juridictions au Canada et aux États-Unis.

15 Le cadre règlementaire en place permet à la Régie de mettre à jour ses pratiques et
16 d’intégrer les BNÉ et les externalités. Pour contribuer à la transition énergétique, la
17 Régie devra prendre action particulièrement pour intégrer la valeur des réductions de
18 GES et les cibles du gouvernement du Québec.

19 Deux grandes avenues s’offrent à la Régie pour intégrer ces considérations
20 spécifiquement dans le cadre d’analyse actuel :

21 Intégrer pleinement les BNÉ, dont les réductions de GES, permettrait à la Régie de
22 faire une mise à niveau par rapport à d’autres juridictions plus avancées.

23 Regarder au-delà du cadre d’analyse : Modifier le cadre actuel pour s’aligner avec les
24 objectifs des politiques énergétiques permettrait à la Régie de prendre un rôle de leader
25 dans la mise en œuvre de la transition énergétique. [...] »

26 Dans le cas précis du présent dossier visant la conversion de réseaux autonomes, les BNÉ
27 peuvent s’apprécier à l’échelle même des communautés. À titre d’exemple, la comparaison
28 des scénarios comportant tous deux de la consommation de diesel permet de discriminer leur
29 impact environnemental. Le présent dossier offre une opportunité à la Régie de poursuivre
30 dans cette voie afin d’intégrer les BNÉ dans son processus réglementaire et qu’une telle prise
31 en compte aurait un impact favorable sur la rentabilité des contrats d’approvisionnement en
32 réseaux autonomes.

3.2.1. Coût social du carbone (CSC)

33 En lien avec ce même document de la firme Dunsky (pages 41 et 42), la Régie ajoute en
34 référence (x) de la question 2 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie du dossier

⁹ Dossier R-4227-2023, pièce HQD-2, document 1.1, ([B-0012](#)).

¹⁰ [Bénéfice non énergétique \(BNÉ\)](#). Rédigé par Dunsky Expertise en énergie pour la Régie de l’énergie, p.3.

1 R-4221-2023, qui est aussi un projet de conversion en réseaux autonomes (Centrale à
2 biomasse d'Opitciwan)¹¹ :

3 *« La deuxième avenue est d'intégrer la valeur de la réduction des émissions à travers
4 le coût social du carbone (CSC). Le CSC est une mesure de la valeur qui vise à inclure
5 l'ensemble des coûts sociétaux liés aux émissions de GES. Précisément, il représente
6 le coût marginal des impacts causés par l'émission d'une tonne additionnelle de GES,
7 incluant les impacts 'hors-marché' sur l'environnement et la santé humaine.*

8 *L'avantage principal de cette mesure est qu'elle vise à inclure l'ensemble des impacts
9 et ne se limite pas au coût de la réduction des émissions.*

10 [...]

11 *Malgré les désavantages de cette valeur, il est intéressant de noter que le
12 gouvernement du Canada intègre une valeur du CSC de 50 \$ la tonne de CO2 (en
13 dollars de 2019 dans ses analyses coûts-bénéfices.¹² »*

14 À l'instar des autres BNÉ, le Distributeur n'est pas en mesure d'évaluer la valeur du « coût
15 social du carbone » et n'a donc pas tenu compte de celle-ci dans son analyse économique.
16 Toutefois, le Distributeur remarque que, pour les deux contrats de la présente demande, le
17 coût unitaire de réduction des GES peut être partiellement estimé à partir des résultats de
18 l'analyse économique (surcoût des projets par rapport au *statu quo*) et de la réduction anticipée
19 des GES. Le Distributeur estime donc ce coût unitaire à environ 49 \$₂₀₂₅ la tonne de CO2, soit
20 12 330 k\$₂₀₂₅ / 253 250 tonnes de CO2.

21 Le Distributeur remarque que ce coût unitaire est inférieur à la valeur du CSC intégrée par le
22 gouvernement du Canada dans ses analyses coûts-bénéfices, telle que recensée par Dunsky
23 et soulignée par la Régie dans le dossier R-4221-2023.

24 Cette observation renforce l'argument du Distributeur selon lequel la prise en compte de
25 l'ensemble des BNÉ, associée à des coûts d'approvisionnement similaires au *statu quo*, permet
26 de conclure à la rentabilité globale du projet. Si le Distributeur était en mesure de calculer la
27 valeur économique des autres BNÉ, l'estimation du coût unitaire des GES serait encore plus
28 faible que 49 \$₂₀₂₅ la tonne de CO2.

3.2.2. Retombées sociales-économiques

29 Au-delà des bénéfices associés à la diminution des GES, le Distributeur note d'autres
30 bénéfices importants à la réalisation de ces deux projets.

31 Le Distributeur tient à réitérer que ces deux projets s'inscrivent dans une démarche de
32 réconciliation économique permettant, à l'instar d'autres initiatives menées en parallèle, de
33 renforcer les relations et le lien de confiance mutuel entre Hydro-Québec et les Inuit. En ce
34 sens, le Distributeur fait valoir que l'appréciation des retombées économiques des projets de

¹¹ Dossier R-4221-2023, pièce HQD-4, document 1.1, [B-0012](#), p.6.

¹² Souligné par la Régie dans le texte.

1 Quaqtaq et Puvirnituk doit également se faire en considération de leur caractère structurant et
2 porteur dans le développement économique du Nunavik.

3 Ainsi, en plus de leurs retombées économiques, ces projets contribuent, d'une part, à la
4 décarbonation des villages nordiques de Quaqtaq et de Puvirnituk et à l'amélioration de la
5 qualité de vie des communautés inuites. D'autre part, ils représentent une amorce vers le
6 déploiement éventuel de projets énergétiques dont la rentabilité économique pour le
7 Distributeur sera facilitée grâce à l'expérience acquise dans le cadre de la réalisation des
8 projets de Quaqtaq et de Puvirnituk.

9 Les coûts élevés d'exploitation liés au développement d'équipes locales de maintenance et
10 d'opération pour Tarquti sont reflétés dans le coût d'approvisionnement des deux contrats. La
11 mutualisation des effectifs régionaux de Tarquti, couvrant les fonctions administratives, les
12 opérations, la maintenance et la formation, permettra de réduire les coûts de gestion et de
13 soutenir l'efficacité opérationnelle sur l'ensemble du portefeuille éventuel de projets.

14 Tarquti et ses cosignataires déposent la déclaration datée du 31 octobre 2025 en support aux
15 arguments déposés par le Distributeur. D'entrée de jeu, Tarquti souligne qu'en 2022, les 14
16 communautés du Nunavik prises ensemble et en excluant les deux mines en opération et
17 toutes autres activités commerciales et industrielles sur le territoire à l'extérieur des
18 communautés, et malgré la faible population de celles-ci, se classent au 20^e rang des plus
19 grands émetteurs de CO₂ du Québec¹³. La consommation de diésel se répartit comme suit :

- 20 • 43 % pour la production d'électricité ;
- 21 • 45 % pour le chauffage des bâtiments ;
- 22 • 12 % pour le transport.

23 À ce titre, le Distributeur souligne l'importance de rappeler que le gouvernement du Québec
24 s'est engagé à réduire ses émissions de gaz à effet de serre de 37,5 % d'ici 2030 par rapport
25 à 1990¹⁴. Les deux contrats s'inscrivent dans cet effort.

26 Tarquti souligne ensuite des retombées économiques locales significatives telles que la
27 création de dizaines d'emplois en construction et d'emplois permanents en exploitation, le
28 réinvestissement des bénéficiaires dans les communautés et le développement de compétences
29 locales et régionales.

3.3. Autres éléments de contexte en lien avec la rentabilité

30 Par ailleurs, le Distributeur souligne que les projets soumis sont une première pour
31 Hydro-Québec en termes de niveau de pénétration en énergie, lequel devient possible avec
32 les arrêts momentanés de centrale prévus. C'est cet aspect qui relève de la notion de projets
33 pilotes. D'autres réseaux autonomes ont déjà relevé ce défi technique, et Hydro-Québec

¹³ Calcul effectué par Tarquti à l'aide de l'Inventaire québécois des émissions atmosphériques (IQEA), direction des inventaires et de la gestion des halocarbures, ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs, 10 octobre 2023. (Déclaration du 31 octobre 2025 de Tarquti)

¹⁴ [Plan pour une économie verte 2030](#), gouvernement du Québec, p.12.

souhaite combler son retard afin de demeurer à la fine pointe de la technologie et pouvoir ensuite déployer des projets similaires de jumelage éolien-diesel dans toutes les communautés du Nunavik. Or, la Régie a plusieurs fois accepté les budgets des projets pilotes dont la rentabilité n'avait pas été préalablement démontrée, notamment dans le cadre de programmes d'efficacité énergétique¹⁵. Le Distributeur rappelle que cette entente de gré à gré, qui s'est tenue à livres ouverts, est issue d'un partenariat avec les communautés locales et que c'est l'approche qui a aussi été préconisée par la Régie, comme indiqué dans sa décision [D-2023-109](#)¹⁶ :

« [475] La Régie encourage le Distributeur à poursuivre le développement de projets d'énergie renouvelable en partenariat avec les communautés locales. Elle estime que ce modèle d'affaires est prometteur »

3.4. Impact sur le revenu requis du Distributeur

Le tableau 4 présente l'impact de la réalisation des contrats sur les revenus requis du Distributeur.

Tableau 4
Impact sur les revenus requis – Quaqtq et Puvirnitq (M\$)

Impact sur les revenus requis (M\$)	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Achats d'électricité	-	-	2,1	8,6	8,7	8,9	9,1	9,3	9,5	9,7
Charges d'exploitation	-	-	0,2	0,1	0,1	(0,6)	(0,1)	(0,3)	0,4	(0,1)
Achats de combustible	-	-	(0,9)	(4,7)	(5,1)	(5,3)	(8,2)	(8,5)	(8,7)	(9,0)
Amortissement	-	-	0,3	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Taxes sur les services publics	-	-	0,1	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Rendement - coût des capitaux empruntés	-	0,0	0,1	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2
Dépenses totales	-	0,0	2,0	5,0	4,8	4,0	1,7	1,4	2,0	1,4
Rendement - coût des capitaux propres	-	0,0	0,1	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,1
Revenus requis	-	0,0	2,1	5,3	5,1	4,3	2,0	1,6	2,1	1,6

L'impact différentiel sur les revenus requis de la réalisation des contrats de Quaqtq et de Puvirnitq est constitué de l'écart entre les revenus requis dans le scénario Statu quo et ceux du scénario Éolien-Diesel-Batteries.

Le Distributeur soumet que l'impact sur les revenus requis résultant de l'autorisation des deux contrats est non-significatif pour la clientèle d'Hydro-Québec, tout en permettant la poursuite de la stratégie de décarbonation des réseaux autonomes.

4. Évolution du contexte réglementaire depuis l'adoption de la Loi sur la gouvernance responsable

Au-delà de la rentabilité économique, l'impact non significatif sur les revenus requis qui découlerait de l'autorisation des deux contrats milite en faveur d'une application des quatre orientations qui évolue et qui soit compatible avec le nouveau rôle conféré à la Régie suivant l'adoption de la Loi sur la gouvernance responsable.

¹⁵ Voir, par exemple, [D-2017-022](#), paragraphe 532.

¹⁶ Dossier [R-4210-2022](#), Demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2023-2032 du Distributeur.

1 Le Distributeur souligne en effet que l'article 5 de la LRÉ, tel que modifié par la Loi sur la
2 gouvernance responsable, prévoit que, dans l'exercice de ses fonctions, la Régie doit favoriser
3 la satisfaction des besoins énergétiques, une transition énergétique ordonnée et au moindre
4 coût, l'innovation ainsi que la maximisation des bénéfices économiques, sociaux et
5 environnementaux pour les québécois, dans le respect des orientations du PGIRE mais
6 également des autres politiques énergétiques et dans une perspective de développement
7 durable et d'équité sur les plans individuels et collectif.

8 Or, les contrats sous autorisation répondent justement à ces éléments devant être favorisés
9 par la Régie dans l'exercice de ses fonctions. En effet, ils visent à satisfaire les besoins
10 énergétiques des communautés et favorisent une transition énergétique en réduisant de façon
11 significative les GES émis dans ces villages. Ces différents éléments mentionnés à l'article 5
12 doivent être considérés par la Régie dans son analyse de la présente demande.

13 Le Distributeur souligne aussi qu'il s'agit de projets innovants, permettant des énergies
14 renouvelables dans des territoires éloignés pour lesquels, historiquement, seulement un
15 approvisionnement en diésel était possible.

16 De même, tel que le Distributeur l'indiquait aux pièces HQD-2, Document 1 ([B-0005](#)) et HQD-3,
17 Document 1 ([B-0008](#)), ces projets d'envergure pour les communautés concernées généreront
18 plusieurs bienfaits pour les populations concernées en contribuant au développement
19 économique des communautés avec la création d'emplois pour opérer les parcs éoliens et
20 d'autres emplois indirects en plus de générer des revenus qui permettront de développer de
21 nouveaux projets dans les communautés. Or, il s'agit d'éléments que la Régie devait
22 également prendre en compte suivant l'article 5 de la LRÉ puisque celle-ci doit dorénavant
23 favoriser la maximisation des bénéfices économiques, sociaux et environnementaux dans le
24 cadre de l'exercice de ses fonctions.

25 Le Distributeur rappelle que le Plan pour une économie verte réfère également à l'engagement
26 d'approvisionner les réseaux autonomes à de l'électricité de source renouvelable¹⁷. Les deux
27 contrats soumis pour autorisation participent à l'atteinte de la cible¹⁸. La Régie doit également
28 prendre en compte cette politique énergétique du gouvernement du Québec dans l'exercice
29 de ses fonctions.

30 Sur la base de ces éléments et de l'évolution du rôle de la Régie, il est respectueusement
31 soumis que le critère économique doit être considéré de façon évolutive et ne doit être vu
32 comme nécessitant impérativement une réduction des coûts par rapport au statu quo. Les
33 modifications découlant de la Loi sur la gouvernance responsable élargissent le spectre des
34 éléments que doit dorénavant considérer la Régie au-delà du critère économique. Maintenir
35 une lecture stricte de l'orientation concernant les coûts reviendrait à nier les différents éléments
36 que doit dorénavant considérer la Régie dans toute décision qu'elle rend et irait à l'encontre
37 de l'intérêt public.

¹⁷ Le [Plan de mise en œuvre 2025-2030](#) précise, à la page 26, que la cible inscrite au PEV 2030 est d'approvisionner les réseaux autonomes à 80 % en électricité de source renouvelable d'ici 2030.

¹⁸ La Régie souligne d'ailleurs au paragraphe 50 de la Décision que les subventions obtenues par le Distributeur le sont dans le cadre du Plan pour économie verte 2030.

1 En toute déférence, compte tenu des éléments que la Régie doit favoriser dans les demandes
2 dont elle est saisie, l'impact sur les revenus requis du Distributeur qui découlerait de
3 l'autorisation des contrats est plus que raisonnable.

5. Démonstration de la fiabilité des approvisionnements

4 Dans sa décision D-2025-099, en lien avec le critère de fiabilité de l'approvisionnement, la
5 Régie note :

6 « [83] La preuve est à l'effet que la fiabilité de l'approvisionnement est assurée par le
7 maintien en service des centrales au diesel pendant toute la durée des deux contrats
8 ainsi que par l'installation des SSÉ.

9 [84] Or, la Régie constate que les coûts de fonctionnement des centrales au diesel ainsi
10 que ceux reliés à l'installation et à l'exploitation des SSÉ ne relèvent pas des deux
11 contrats d'approvisionnement. Ils sont plutôt assumés par le Distributeur. »

12 En conclusion, elle précise :

13 « [85] Au terme de son examen de la Demande, la Régie constate que la rentabilité
14 économique et la fiabilité des approvisionnements liés aux deux contrats
15 d'approvisionnement dépendent en bonne partie des investissements à être réalisés
16 par le Distributeur ».

17 De plus, comme mentionné en Introduction du présent complément de preuve, la Régie
18 ajoute :

19 « [86] Or, la *Loi visant à simplifier le processus d'établissement des tarifs de distribution*
20 *d'électricité* a, notamment, retiré les obligations pour Hydro-Québec de faire autoriser
21 par la Régie ses projets d'investissements en infrastructures ».

22 Le Distributeur comprend de ces motifs que la Régie juge ne pas être en mesure, à partir des
23 informations soumises dans le présent dossier, de valider la fiabilité de l'approvisionnement
24 en électricité des villages de Quaqaq et Puvirniq advenant la réalisation des CAE en objet
25 de la présente demande d'autorisation.

26 Or, les moyens permettant d'assurer la fiabilité en puissance dans les réseaux autonomes sont
27 toujours présentés à la Régie dans le cadre des plans d'approvisionnement et des états
28 d'avancement annuels de ceux-ci. Ainsi, dans sa décision [D-2023-109](#) en lien avec la
29 demande d'approbation du Plan d'approvisionnement 2023-2032 du Distributeur¹⁹, la Régie a
30 retenu que :

31 « [451] Pour intégrer de l'énergie renouvelable variable dans un réseau autonome, une
32 deuxième source de production disponible en tout temps est requise. C'est pourquoi le
33 Distributeur procède principalement à des ajouts ou des remplacements de groupes
34 diesel dans ses installations pour répondre à la demande énergétique ».

¹⁹ Dossier [R-4210-2022](#).

1 Par la suite, elle affirme :

2 « [473] La Régie se déclare satisfaite des projets et investissements prévus à ce jour
3 dans les réseaux autonomes pour répondre à la demande.

4 [...]

5 [476] La Régie reconnaît que, malgré la conversion vers des énergies plus propres et
6 moins chères, des investissements continueront à être requis dans les installations
7 diesel pour maintenir la fiabilité de l'alimentation énergétique. »

8 Il semble donc que la Régie a déjà reconnu la pertinence des investissements dans les
9 installations diesel, en parallèle avec le déploiement de projets de conversion, pour maintenir
10 la fiabilité dans les réseaux autonomes. De plus, la présente situation n'est pas différente des
11 autres projets de conversions qui ont été approuvés par la Régie depuis l'adoption de la *Loi*
12 *visant à simplifier le processus d'établissement des tarifs de distribution d'électricité*.

13 Finalement, afin d'éviter toute interprétation erronée, le Distributeur tient à apporter des
14 précisions à sa réponse à la question 6.2 de la DDR n° 1 de la Régie²⁰. Dans cette réponse, il
15 indiquait :

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

24 Le Distributeur maintient cette affirmation, mais précise que le rôle du SSÉ quant à la fiabilité
25 est complémentaire et non principal. Les services rendus en fiabilité par le SSÉ sont
26 étroitement liés au fonctionnement en mode jumelage éolien diesel. La fiabilité en puissance,
27 lié au concept d'approvisionnement tel que suivi dans les plans d'approvisionnement,
28 demeurent assurée par la centrale thermique, tel que décrit ci-dessus.

29 Ainsi, la Régie peut être rassurée à l'effet que l'approvisionnement des réseaux de Quaqtaq
30 et de Puvirnituk ne présente pas de risque de fiabilité en approvisionnement et n'est pas
31 dépendant des SSÉ qui seront déployés.

6. Conclusion

32 Le Distributeur rappelle tout d'abord que la présente demande vise l'autorisation des deux
33 contrats et non pas l'autorisation de projets d'investissements en infrastructure. À cet effet, le
34 Distributeur souligne qu'il s'agit de projets qui sont clairement dans l'intérêt public, au bénéfice
35 de l'ensemble de la clientèle et sans coût économique significatif pour celle-ci. Ils ouvrent la

²⁰ [B-0019](#), p.21.

1 voie à la conversion des villages nordiques au Nunavik, très attendue par les Nunavummiut,
2 et s'inscrivent dans l'engagement d'Hydro-Québec vers la réconciliation économique et le
3 renforcement de ses relations avec les Inuit.

4 Le Distributeur a fait une analyse économique robuste, basée sur une évaluation rigoureuse
5 des coûts et des risques financiers associés à ces projets et soumet qu'un report de leurs
6 réalisations retarderait l'atteinte des objectifs du gouvernement du Québec en matière de
7 décarbonation en plus d'engendrer une plus grande production de GES dans l'atmosphère.

8 Le Distributeur estime avoir fait la démonstration que les coûts entre les deux scénarios sont
9 économiquement similaires, sans impact significatif sur le revenus requis, et qu'une prise en
10 compte des BNÉ dans les contrats d'approvisionnement en réseaux autonomes par la Régie,
11 pour laquelle elle milite depuis quelques années, serait à l'avantage des projets de conversion.

12 Au sujet de la fiabilité, le Distributeur réitère que les investissements dans les centrales au
13 diesel, en plus du rôle complémentaire apporté par les investissements dans les SSÉ,
14 démontrent que la fiabilité de l'alimentation électrique sera assurée dans les réseaux
15 impliqués.

16 Ce sont ces considérations qui permettent de tirer une conclusion positive quant à la rentabilité
17 économique et la fiabilité des investissements liés aux deux contrats d'approvisionnement. Qui
18 plus est, dans sa décision²¹, la Régie constate que la preuve à l'égard des orientations de
19 réduction des GES et de l'acceptabilité sociale est étoffée.

20 Au-delà des orientations antérieurement approuvées par la Régie, ces contrats doivent aussi
21 être examinés à la lumière du nouveau cadre réglementaire applicable et dans la perspective
22 de l'évolution de son rôle, laquelle se manifeste notamment par les modifications apportées à
23 l'article 5 de la LRE. Or, les contrats sous autorisation répondent justement à ces éléments,
24 notamment en favorisant une transition énergétique ordonnée, l'innovation ainsi que la
25 maximisation des bénéfices économiques, sociaux et environnementaux, dans le respect des
26 politiques énergétiques et dans une perspective de développement durable et d'équité sur les
27 plans individuel et collectif. À ce titre, le Distributeur souligne l'importance de rappeler que le
28 gouvernement du Québec s'est engagé à réduire ses émissions de gaz à effet de serre de
29 37,5 % d'ici 2030 par rapport à 1990. De même, le Plan pour une économie verte réfère
30 également à l'engagement d'approvisionner les réseaux autonomes à de l'électricité de source
31 renouvelable. Les projets de Quaqtq et de Puvirnitq s'inscrivent parfaitement dans la
32 réalisation de ces engagements et constituent un tremplin vers une décarbonation plus
33 importante au nord du [55]^e parallèle.

34 Le Distributeur souligne ici que la présente demande constitue une opportunité unique de
35 démarrer avec Tarquti la décarbonation des villages restants du Nunavik. Si cette opportunité
36 n'est pas saisie, le Distributeur souligne, à regret, que la réunion des facteurs favorables à
37 l'approbation de tels projets ne sont pas acquis dans un horizon prévisible. En effet, les
38 facteurs économiques majeurs potentiellement favorables sont hors du contrôle du

²¹ [D-2025-099 \(R-4302-2025\)](#), paragraphe 72.

- 1 Distributeur et pourraient ne pas croître aussi rapidement que les coûts d'investissement,
- 2 mettant à risque la rentabilité de tels projets reportés avec Tarquti.
- 3 Pour l'ensemble de ces raisons, le Distributeur demande respectueusement à la Régie
- 4 d'autoriser les deux contrats.