

**DEMANDE RELATIVE À LA CONVERSION DU RÉSEAU
AUTONOME D'INUKJUAK À L'ÉNERGIE RENOUVELABLE**

ASPECT – CONTRAT D'APPROVISIONNEMENT

TABLE DES MATIÈRES

1. CONTEXTE.....	5
1.1. Stratégie de conversion des réseaux autonomes du Nunavik	5
1.2. Village nordique et réseau autonome d'Inukjuak	6
1.3. Projet de conversion du réseau autonome d'Inukjuak	7
2. MODALITÉS DU CONTRAT AVEC PITUVIK-INNERGEX	9
2.1. Énergie contractuelle.....	9
2.2. Prix de l'électricité	10
2.3. Garanties au Contrat	11
2.4. Garanties à l'Entente de raccordement	12
2.5. Clause de conversion des systèmes de chauffage des résidences	12
2.6. Pénalités	12
3. DÉMONSTRATION QUE LE CONTRAT PERMETTRA DE RÉDUIRE LE COÛT DE L'ALIMENTATION ÉLECTRIQUE À INUKJUAK.....	13
3.1. Méthodologie d'évaluation.....	13
3.2. Principales hypothèses.....	13
3.2.1. <i>Évolution du prix du diesel.....</i>	<i>13</i>
3.2.2. <i>Évolution du prix du mazout et du tarif proposé pour les clients domestiques du réseau autonome d'Inukjuak.....</i>	<i>14</i>
3.2.3. <i>Prévision de la demande.....</i>	<i>14</i>
3.2.4. <i>Investissements du Distributeur.....</i>	<i>16</i>
3.3. Résultats	16
4. AUTRES AVANTAGES ASSOCIÉS AU PROJET INNAVIK	18

1. CONTEXTE

1 Dans sa décision D-2017-140, la Régie de l'énergie (la « Régie ») a établi que la procédure
2 d'appel d'offres prévue à l'article 74.1 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la « Loi ») ne
3 s'applique pas aux approvisionnements dans les réseaux autonomes¹. Elle a également
4 établi que le Distributeur doit soumettre pour approbation, en vertu de l'article 72 de la Loi,
5 les contrats d'approvisionnement qu'il entend conclure pour répondre aux besoins de ces
6 réseaux².

7 Par la présente, le Distributeur soumet pour approbation à la Régie un contrat
8 d'approvisionnement en électricité (le « Contrat ») conclu de gré à gré avec Innavik Hydro
9 S.E.C. (le « Fournisseur ») pour l'achat de l'énergie produite par une nouvelle centrale
10 hydroélectrique au fil de l'eau de 7,25 MW, située sur la rivière Inuksuak, qui sera construite
11 et exploitée par le Fournisseur.

12 Le Contrat permettra au Distributeur d'approvisionner le réseau autonome d'Inukjuak en
13 énergie renouvelable pour les besoins de base et pour une partie significative des besoins
14 de chauffage résidentiel de l'eau et des espaces. Le Contrat entraînera une réduction
15 considérable des émissions de gaz à effet de serre (« GES ») à Inukjuak et permettra au
16 Distributeur de réduire substantiellement ses coûts d'exploitation.

1.1. Stratégie de conversion des réseaux autonomes du Nunavik

17 Les 14 réseaux autonomes du Nunavik sont approvisionnés en électricité par des centrales
18 thermiques alimentées au diesel, détenues et opérées par le Distributeur. Les besoins en
19 énergie de ces réseaux augmentent rapidement, ceux-ci ayant crû de près de 50 % au cours
20 de la période 2006-2018.

21 Les achats de diesel constituent la principale dépense d'exploitation du Distributeur au
22 Nunavik. Les faibles volumes transigés, l'acheminement par bateau, l'entreposage sur place
23 et la distribution locale sont autant de facteurs qui concourent à un prix élevé du diesel pour
24 cette région.

25 Si le coût d'exploitation de ses réseaux autonomes au Nunavik est un enjeu pour le
26 Distributeur, les émissions de GES le sont tout autant. En effet, les émissions produites par
27 les centrales du Distributeur au Nunavik sont d'environ 70 000 tonnes éq. CO₂ par année, ce
28 qui compte pour le tiers des émissions dans l'ensemble des réseaux autonomes du Québec,
29 Îles-de-la-Madeleine inclus.

30 Tel qu'annoncé dans le plan stratégique 2016-2020 d'Hydro-Québec, le Distributeur vise à
31 réduire ses coûts d'exploitation et ses émissions de GES en substituant le diesel par de

¹ Paragraphe 408.

² Paragraphe 422.

1 l'énergie renouvelable dans les réseaux autonomes. Le Distributeur vise, à terme, la mise en
2 place d'une solution de conversion effective, partielle ou totale, dans l'ensemble du Nunavik,
3 conformément aux cibles gouvernementales énoncées dans la Politique énergétique du
4 Québec 2030.

5 Dans l'*État d'avancement 2018 du Plan d'approvisionnement 2017-2026*, le Distributeur a
6 identifié quatre critères que les projets de conversion en réseaux autonomes doivent
7 respecter, soit :

8 1. La fiabilité d'alimentation

9 Le Distributeur doit s'assurer que les technologies énergétiques proposées soient
10 fiables, éprouvées et adaptées aux conditions nordiques du Nunavik. L'énergie produite
11 par ces technologies doit respecter les exigences d'exploitation du Distributeur pour ses
12 réseaux autonomes et être synchronisée avec la production des centrales thermiques.
13 En effet, ces dernières continueront à être exploitées par le Distributeur, qui doit pouvoir
14 fournir la puissance demandée par le réseau, particulièrement en période de pointe.

15 2. L'acceptabilité sociale

16 Afin de favoriser l'adhésion de la communauté et de maximiser le développement et les
17 retombées économiques locales des projets, le Distributeur met de l'avant une approche
18 par laquelle les communautés sont invitées à participer au développement, à la propriété
19 et à l'exploitation des installations de production d'énergie renouvelable. Ainsi, les
20 organisations autochtones locales et/ou régionales peuvent participer concrètement aux
21 projets et profiter de la transition énergétique pour se développer.

22 3. La réduction des coûts d'approvisionnement

23 Les projets de conversion proposés par le Distributeur doivent contribuer à réduire le
24 déficit d'exploitation en réseau autonome.

25 4. La réduction des émissions de GES

26 Les projets de conversion doivent permettre au Distributeur de réduire significativement
27 ses émissions de GES.

1.2. Village nordique et réseau autonome d'Inukjuak

28 Le village nordique d'Inukjuak est situé sur la côte de la baie d'Hudson. Cette communauté
29 inuite est accessible seulement par bateau ou par avion. Elle compte environ 1 800 habitants
30 et 600 unités d'habitation. Le parc résidentiel d'Inukjuak est majoritairement composé de
31 logements sociaux (environ 480) détenus et administrés par l'Office municipal d'habitation
32 Kativik (« OMHK ») avec l'appui de la Société d'habitation du Québec (« SHQ »). Les autres
33 unités d'habitation (environ 120) appartiennent aux institutions telles que la Commission
34 scolaire Kativik, l'Administration régionale Kativik et la Régie régionale de la santé et des
35 services sociaux du Nunavik, qui doivent voir au logement de leur personnel sur place.

1 Les opérations de l'OMHK et de la SHQ étant financées en grande partie par des
2 subventions gouvernementales, elles ne sont pas admissibles aux compensations offertes
3 par le Distributeur dans le cadre du Programme d'utilisation efficace de l'énergie
4 d'Hydro-Québec (« PUÉE »). Le Distributeur rappelle que la compensation offerte à la
5 clientèle domestique du Nunavik correspond à la différence entre le prix du mazout sur le
6 marché et 70 % du prix de la 2^e tranche d'énergie du tarif D.

7 Le réseau électrique est alimenté par une centrale thermique située au centre du village et
8 fonctionnant au diesel léger. Elle comble les besoins pour les usages de base tandis que le
9 chauffage de l'eau et des espaces des bâtiments est assuré par des fournaies au mazout.

**FIGURE 1 :
VILLAGE NORDIQUE D'INUKJUAQ**



1.3. Projet de conversion du réseau autonome d'Inukjuak

10 Le projet de conversion du réseau autonome d'Inukjuak à l'énergie renouvelable (le
11 « Projet Innavik ») se décline principalement en trois composantes : l'aménagement d'une
12 centrale hydroélectrique, la conversion des systèmes de chauffage résidentiels et une
13 reconfiguration des principales composantes du réseau.

1) Aménagement d'une centrale hydroélectrique

Le Fournisseur assurera le développement, la construction et l'exploitation d'une centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'une puissance de 7,25 MW devant approvisionner le réseau électrique d'Inukjuak. Depuis déjà plusieurs années, la communauté, par la voix de sa corporation foncière, laquelle est propriétaire et administratrice des terres de la catégorie 1 d'Inukjuak, s'est intéressée à la mise en valeur de la ressource hydraulique de la rivière Inuksuak. Pour en assurer le développement, elle s'est associée à Innergex, un partenaire technique et financier expérimenté.

2) Conversion des systèmes de chauffage résidentiels

Afin de tirer un avantage optimal de la ressource hydraulique renouvelable, le Fournisseur convertira à l'électricité les systèmes résidentiels de chauffage de l'eau et à la biénergie (électricité-mazout) les systèmes de chauffage des espaces des habitations. Lorsque la demande surpassera la capacité de production hydroélectrique, le Distributeur commandera la permutation de la source d'énergie utilisée pour le chauffage des espaces de l'électricité au mazout. La centrale hydroélectrique répondra aux besoins associés aux usages de base et au chauffage de l'eau sur la durée du contrat.

Ce nouveau contexte énergétique nécessite d'adapter la tarification actuellement applicable aux clients résidentiels d'Inukjuak afin de les inciter à consommer, en temps opportun, l'électricité plutôt que le mazout pour leurs besoins de chauffage des espaces. Le Distributeur présente sa proposition à la pièce HQD-1, document 3.

3) Reconfiguration des principales composantes du réseau

Afin d'intégrer toute la production hydroélectrique sur le réseau et d'assurer la fiabilité d'approvisionnement, le Distributeur doit réaliser un ensemble de travaux. Ces travaux ne font pas l'objet d'une demande d'approbation mais une évaluation paramétrique des coûts est prise en compte dans l'analyse économique (section 3).

Centrale thermique de réserve

Afin d'assurer la fiabilité et la continuité de service, le Distributeur construira une nouvelle centrale thermique de réserve. Celle-ci sera d'une capacité suffisante pour satisfaire à la demande associée aux usages de base et au chauffage de l'eau résidentiel et ce, pour la durée du Contrat. La centrale actuelle sera démantelée et le site décontaminé.

La centrale actuelle dispose d'une capacité insuffisante pour alimenter, au-delà de 2024, la charge de base et l'ajout d'une charge pour le chauffage de l'eau. Seuls une reconfiguration et un agrandissement (ajout de groupes et aménagement du poste d'interconnexion) de la centrale actuelle pourraient permettre d'alimenter ces deux charges combinées sur la période. Toutefois, le Distributeur n'a pas retenu la possibilité de convertir la centrale actuelle en centrale de réserve, cette option n'étant pas avantageuse sur les plans technique, économique et social.

Réseau de distribution

1 Un poste d'interconnexion sera également construit pour permettre de relier la ligne qui
2 acheminera l'électricité de la centrale hydroélectrique au point de raccordement, situé à
3 proximité de la future centrale thermique de réserve. De là, l'électricité générée par l'une ou
4 l'autre des centrales alimentera le réseau de distribution.

5 Avec la croissance plus rapide de la demande générée par le chauffage de l'eau et des
6 espaces, le Distributeur devancera des travaux de rehaussement du réseau de distribution.
7 Ainsi le réseau actuellement alimenté à 4 kV passera à une tension de distribution de 25 kV.

Télécommunication

8 Pour contrôler à distance la permutation de la source d'énergie utilisée pour le chauffage des
9 espaces résidentiels, le Distributeur mettra en place un système de télécommande et de
10 télécommunication.

2. MODALITÉS DU CONTRAT AVEC PITUVIK-INNERGEX

11 Les négociations de gré à gré entre le Distributeur et le Fournisseur ont permis de définir un
12 projet d'énergie renouvelable qui procure un gain à toutes les parties impliquées (le
13 Fournisseur, le Distributeur et la clientèle du réseau autonome), tout en satisfaisant aux
14 critères du Distributeur pour la conversion de ses réseaux autonomes. Amorcées en 2017,
15 ces négociations se sont conclues le 27 mai 2019 par la signature du Contrat qui fait l'objet
16 de la présente demande d'approbation.

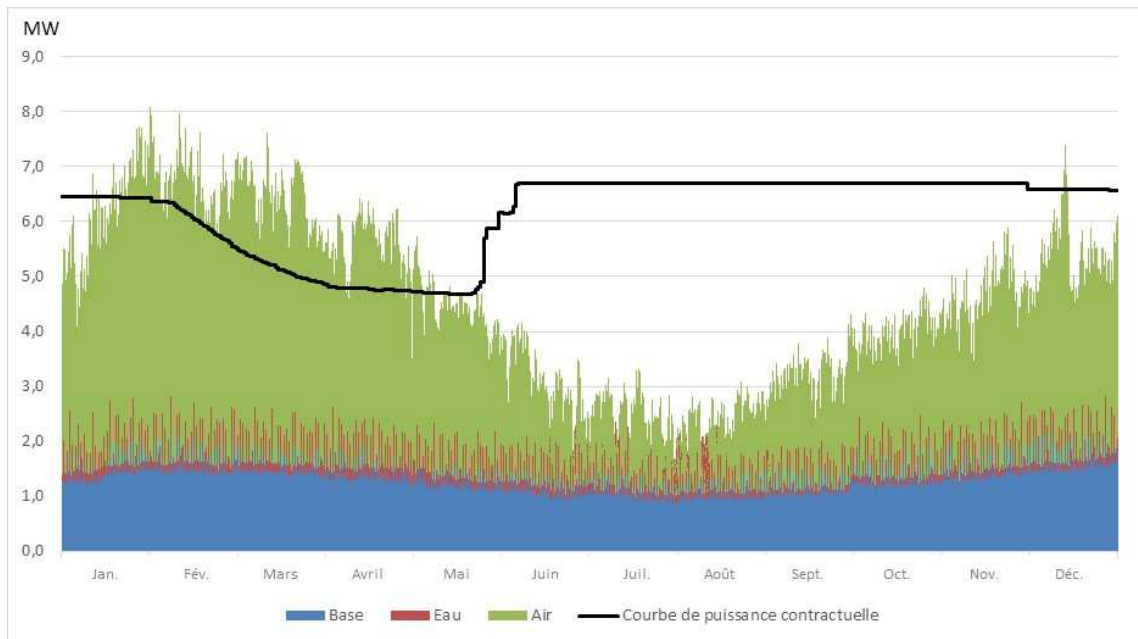
17 Le Fournisseur assume le risque associé à la réalisation du Projet Innavik. Il lui appartient
18 notamment de satisfaire aux exigences environnementales et d'obtenir tous les permis
19 requis à cet égard. La *date garantie de début des livraisons* est le 1^{er} décembre 2022 et le
20 Contrat est d'une durée de 40 ans avec une possibilité de renouvellement de 20 ans, selon
21 des termes et des conditions à négocier.

2.1. Énergie contractuelle

22 L'*énergie contractuelle* prévue au Contrat est de 54 031 MWh par année. Cependant, en
23 raison de l'inadéquation entre le profil d'hydraulicité de la rivière Inuksuak et le profil de la
24 charge du réseau autonome, le Distributeur ne prendra pas livraison de la totalité de cette
25 *énergie contractuelle*. Par conséquent, le Contrat prévoit que le Fournisseur doit respecter la
26 *courbe de puissance contractuelle*, laquelle comporte une valeur de puissance pour chaque
27 heure de l'année, soit l'*énergie contractuelle horaire*. Lorsque le Fournisseur n'est pas en
28 mesure de fournir l'*énergie contractuelle horaire* pour une heure donnée, des pénalités
29 s'appliquent (voir la section 2.6). C'est donc le Fournisseur qui assume le risque associé à
30 une hydraulicité moins importante que prévue.

- 1 La figure 2 représente, à titre illustratif, la *courbe de puissance contractuelle* associée à la
- 2 répartition des besoins en énergie à l'année 2030.

**FIGURE 2 :
RÉPARTITION DES BESOINS EN ÉNERGIE PRÉVUS EN 2030
ET COURBE DE PUISSANCE CONTRACTUELLE**



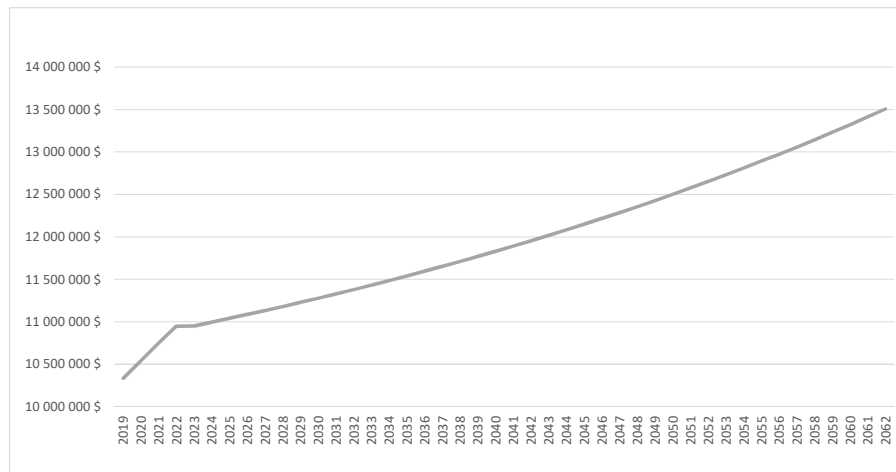
2.2. Prix de l'électricité

- 3 Le prix de l'électricité pour l'*énergie contractuelle* est un montant annuel forfaitaire pour
- 4 l'énergie et la puissance garantie. Le prix est établi au 1^{er} janvier de chaque année à partir du
- 5 prix de départ fixé à 10,3 M\$ en 2019 puis indexé 100 % à l'IPC³ jusqu'à la *date garantie de*
- 6 *début des livraisons*. Par la suite, seulement 20 % du montant est indexé à l'IPC.
- 7 La figure 3 montre l'évolution du prix de l'électricité pour l'*énergie contractuelle* en appliquant
- 8 la formule d'indexation prévue au Contrat⁴.

³ Indice des prix à la consommation, Indice d'ensemble, Canada, non désaisonnalisé, publié par Statistique Canada, série CANSIM v41690973 (2002=100).

⁴ En supposant un taux annuel d'inflation de 2 %.

**FIGURE 3 :
ÉVOLUTION DU PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ SUR LA DURÉE DU CONTRAT**



1 Lorsque le Fournisseur est en mesure de livrer de l'électricité au-delà de la *courbe de*
 2 *puissance contractuelle* et que le Distributeur choisit d'en prendre livraison, le Fournisseur
 3 obtient alors une rémunération additionnelle pour cette *énergie supplémentaire*
 4 correspondant au prix de la 1^{re} tranche d'énergie du tarif proposé pour la clientèle
 5 domestique du réseau d'Inukjuak.

2.3. Garanties au Contrat

6 L'article 24 du Contrat établit les garanties de début de livraison et d'exploitation, ainsi que
 7 leurs formes et modalités.

8 Afin de garantir son engagement à débiter la livraison de l'*énergie contractuelle* à la *date*
 9 *garantie de début des livraisons*, le Fournisseur doit remettre au Distributeur, pendant la
 10 période qui précède la *date de début des livraisons*, une garantie de début des livraisons
 11 pour les montants et selon les échéances suivantes :

- 12 • à la signature du Contrat, un montant égal au produit de la *puissance installée* (en
 13 kW) et 25 \$; et
- 14 • 12 mois avant la *date garantie de début des livraisons*, un montant additionnel égal
 15 au produit de la *puissance installée* (en kW) et 35 \$.

16 De plus, afin de garantir l'exécution des obligations du Fournisseur en vertu du Contrat, pour
 17 la période débutant à la *date de début des livraisons* jusqu'à la fin du Contrat, le Fournisseur
 18 doit déposer des garanties d'exploitation auprès du Distributeur à la *date de début des*
 19 *livraisons*, correspondant à un montant égal au produit de la *puissance installée* (en kW) et
 20 60 \$.

2.4. Garanties à l'Entente de raccordement

1 Pour couvrir les coûts d'intégration, le Fournisseur doit garantir financièrement le
2 remboursement des coûts des travaux requis pour l'intégration des *installations* tel que défini
3 à l'Entente de raccordement (annexe III du Contrat).

4 La garantie d'un montant total de deux millions sept cent cinquante mille dollars
5 (2 750 000 \$) représente 50 % des coûts estimés des travaux d'intégration.

6 La garantie doit être déposée selon l'échéancier suivant :

7 1. À la signature de l'Entente de raccordement, une garantie au montant de cinq cent
8 cinquante mille dollars (550 000 \$) pour couvrir des coûts reliés aux études et travaux
9 requis pour le raccordement des installations au réseau ;

10 2. Au plus tard le 1^{er} juin 2020, une garantie additionnelle au montant de deux millions
11 deux cent mille dollars (2 200 000 \$).

12 En tout temps, le Distributeur pourra exiger une garantie additionnelle afin de couvrir 100 %
13 des coûts estimés des travaux d'intégration si les travaux de construction des installations ne
14 sont pas, de l'avis du Distributeur, suffisamment avancés pour assurer qu'une mise en
15 service ait lieu dans les délais prévus ou pour tout autre motif raisonnable.

2.5. Clause de conversion des systèmes de chauffage des résidences

16 L'article 23.5 du Contrat présente les dispositions relatives à la conversion des systèmes de
17 chauffage de l'eau et des espaces des résidences existantes à Inukjuak.

18 Le Fournisseur assume la totalité des coûts de conversion des systèmes de chauffage de
19 l'eau à l'électricité et des espaces à la biénergie (électricité-mazout) des résidences sous la
20 responsabilité de l'OMHK. Le Fournisseur assume également la totalité des coûts de
21 conversion des autres résidences à Inukjuak si les propriétaires de celles-ci en font la
22 demande au Distributeur au plus tard deux (2) ans avant la *date garantie de début des*
23 *livraisons*. Après cette échéance, toute demande à cet égard sera à la charge du
24 demandeur.

25 Le Fournisseur doit avoir complété la conversion des systèmes de chauffage des espaces
26 pour la *date de début des livraisons* et celle du chauffage de l'eau au plus tard en décembre
27 2023, soit 1 an après la *date de début des livraisons*.

2.6. Pénalités

28 Le Contrat prévoit, à l'article 29, des pénalités pour retard relatif au début des livraisons, sauf
29 s'il s'agit d'un retard du Distributeur à compléter les travaux d'intégration prévus à l'Entente
30 de raccordement à la date convenue. La pénalité correspond à un montant de 16,5 ¢/kW par
31 jour multiplié par la *puissance installée* (en kW), jusqu'à l'atteinte d'un montant maximum
32 égal au produit de la *puissance installée* (en kW) et 60 \$.

1 L'article 30 prévoit également des pénalités en cas de défaut de livrer l'*énergie contractuelle*.
2 Ces pénalités tiennent compte de la perte de revenus associée au chauffage des espaces et
3 du coût de remplacement de l'énergie (combustible et coûts variables d'opération) à la suite
4 de l'indisponibilité de la centrale hydroélectrique nécessitant le démarrage de la centrale
5 thermique de réserve pour suffire à la demande.
6 Enfin, le Fournisseur doit compenser le Distributeur pour la perte de revenus si la conversion
7 des systèmes de chauffage des *résidences* n'est pas complétée selon un calendrier
8 prédéterminé (article 23.5).

3. DÉMONSTRATION QUE LE CONTRAT PERMETTRA DE RÉDUIRE LE COÛT DE L'ALIMENTATION ÉLECTRIQUE À INUKJUAQ

3.1. Méthodologie d'évaluation

9 De manière à estimer le gain attribuable au Contrat, le Distributeur a réalisé une analyse
10 économique sur la période de 2019 à 2062, comparant les coûts actualisés du Projet Innavik
11 à celui d'un scénario de maintien de l'alimentation électrique du village à partir d'une centrale
12 au diesel (statu quo). Les deux scénarios incluent les coûts paramétriques des
13 investissements à réaliser sur la période, de même que les charges d'opération et de
14 maintenance. Les revenus additionnels associés au chauffage résidentiel et au changement
15 tarifaire sont également considérés dans le Projet Innavik.

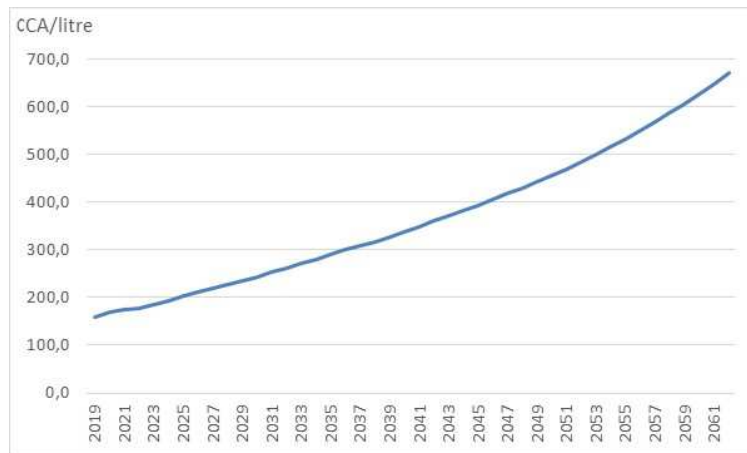
3.2. Principales hypothèses

3.2.1. Évolution du prix du diesel

16 La figure 4 présente la prévision du prix du diesel à la centrale d'Inukjuak⁵ pour la période de
17 2019 à 2062.

⁵ Prix du diesel à la centrale pour le Nunavik (11 villages).

FIGURE 4 :
PRÉVISION DU PRIX DU DIESEL À LA CENTRALE SUR LA DURÉE DU CONTRAT



1 Il s'agit d'une prévision établie selon la même méthodologie que celle utilisée par le
2 Distributeur dans le cadre de ses dossiers tarifaires. Elle repose sur la dernière prévision à
3 long terme du WTI produite par l'*Energy Information Administration* (EIA) en janvier 2019
4 (*Annual Energy Outlook*). Cette prévision des prix du diesel à la centrale intègre, sur toute la
5 période, une prévision du prix du carbone conformément au *Règlement concernant le*
6 *système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre* du
7 Québec.

3.2.2. **Évolution du prix du mazout et du tarif proposé pour les clients domestiques du réseau autonome d'Inukjuak**

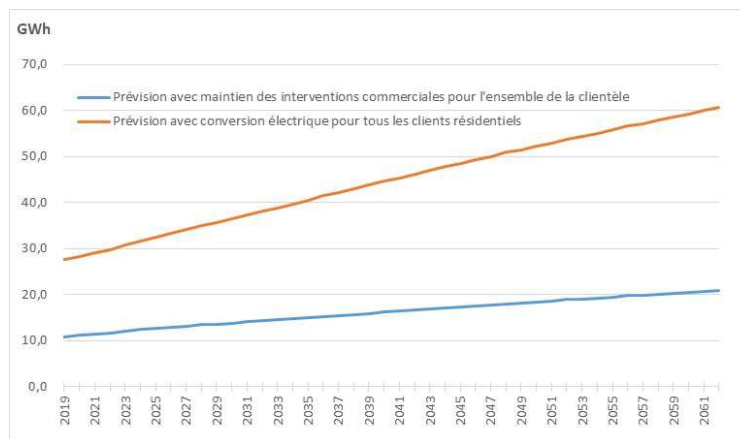
8 Afin d'évaluer les revenus additionnels associés au chauffage résidentiel, le Distributeur a
9 également établi une prévision du prix du mazout payé par les clients à partir du prix publié
10 par la Régie dans le Relevé hebdomadaire des prix du mazout léger⁶ pour le Nunavik,
11 duquel les taxes de vente (TPS et TVQ) sont soustraites. Le prix net des taxes est ensuite
12 indexé en fonction de la prévision du prix du diesel à la centrale. Cette prévision du prix du
13 mazout sert d'intrant à l'établissement du tarif proposé. L'évolution de ce dernier reflète la
14 stratégie tarifaire explicitée à la pièce HQD-1, document 3.

3.2.3. **Prévision de la demande**

15 La figure 5 présente la prévision des besoins en énergie à Inukjuak pour la période de 2019
16 à 2062, réalisée en mai 2019.

⁶ Semaine du 24 juin 2019 (http://www.regie-energie.qc.ca/energie/releve_hebdo_mazout/mazout.pdf).

**FIGURE 5 :
PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE À INUKJUAQ SUR LA DURÉE DU CONTRAT**



1 La ligne bleue correspond à la prévision des besoins en énergie associés aux usages de
 2 base pour l'ensemble de la clientèle, soit la situation actuelle à Inukjuak. La croissance
 3 annuelle moyenne prévue est 1,5 % pour la période 2019-2062. La prévision de la demande
 4 s'appuie sur l'analyse historique d'abonnements, les perspectives démographiques et les
 5 consommations unitaires attendues par type de clients (résidentiel ou commercial). La
 6 prévision prend également en compte l'impact des programmes en efficacité énergétique et
 7 de la tarification actuellement en vigueur à Inukjuak.

8 La ligne orange correspond aux besoins en énergie à la suite de la conversion des systèmes
 9 de chauffage et à l'utilisation de l'électricité pour les usages de chauffage de l'eau et des
 10 espaces de l'ensemble des clients résidentiels, soit des besoins en électricité qui seraient
 11 environ trois fois plus importants qu'actuellement⁷. L'impact de l'utilisation de l'électricité pour
 12 les usages de chauffage de l'eau et des espaces s'appuie essentiellement sur une
 13 consommation unitaire par usage adaptée aux conditions climatiques particulières du
 14 Nunavik.

15 Dans les premières années suivant la mise en service de la centrale hydroélectrique, les
 16 besoins de chauffage des espaces sont comblés à près de 100 % par celle-ci. Toutefois,
 17 considérant la croissance prévue de la demande en électricité, cette proportion diminue à un
 18 peu moins de 45 % au terme du Contrat.

19 Ainsi, les ventes additionnelles associées au chauffage de l'eau et des espaces pris en
 20 compte dans le calcul des revenus correspondent aux volumes qui se trouvent sous la
 21 courbe de puissance contractuelle (voir la figure 2). Les besoins excédant la courbe de

⁷ Considérant l'avantage économique que procure le tarif domestique biénergie – Réseau d'Inukjuak proposé (voir la pièce HQD-1, document 3), le Distributeur prend pour hypothèse que les systèmes de chauffage au mazout des résidences qui ne sont pas sous la responsabilité de l'OMHK seront également convertis à l'électricité.

1 puissance contractuelle associés au chauffage des espaces sont quant à eux comblés par
2 les fournaies au mazout⁸.

3.2.4. Investissements du Distributeur

3 L'analyse intègre les coûts paramétriques de l'ensemble des investissements que le
4 Distributeur doit réaliser sur la période d'analyse dans chacun des scénarios (travaux
5 majeurs, d'entretien et de pérennité). Le Distributeur devrait être en mesure de préciser les
6 montants des investissements prévus dans le cadre du Projet Innavik, au terme d'une phase
7 d'avant-projet où il analysera notamment différents scénarios de conception pour la centrale
8 thermique de réserve afin d'identifier la solution optimale.

9 Le tableau 1 présente l'estimation des coûts des travaux majeurs dans les deux scénarios.

TABLEAU 1 :
INVESTISSEMENTS MAJEURS SOUS LA RESPONSABILITÉ DU DISTRIBUTEUR (M\$ 2019)

M\$ 2019	Statu quo	Projet Innavik
Investissements majeurs		
Nouvelle centrale diesel (2024)	41	-
Nouvelle centrale diesel de réserve (2024)	-	31
Réseau de distribution & poste d'interconnection (2022)	-	15
Réseau de distribution & poste de transformation (2042)	9	-
Télécom (2022)	-	5

Note : Les dates entre parenthèses correspondent aux dates de mise en service prévues.

3.3. Résultats

10 Le Contrat permet au Distributeur de générer un gain économique de 60 M\$ actualisés
11 (2019) sur la période 2019-2062, soit une diminution des coûts actualisés de 23 % par
12 rapport au scénario du statu quo. Les résultats de la comparaison économique sont
13 présentés au tableau 2.

⁸ Advenant que la somme des charges associées aux usages de base et au chauffage de l'eau soit supérieure à la capacité de la centrale hydroélectrique, la centrale thermique de réserve devrait fonctionner simultanément avec la centrale hydroélectrique.

**TABLEAU 2 :
RÉSULTAT DE L'ANALYSE ÉCONOMIQUE⁹**

M\$ act. 2019	Statu quo	Projet Innavik	Écart	
Investissements	42	48		
Centrale diesel actuelle	2	1		
Nouvelle centrale diesel	37	28		
Réseau de distribution	3	14		
Télécom	-	5		
Charges	220	221		
Centrale diesel actuelle	8	7		
Nouvelle centrale diesel	10	5		
Télécom	-	3		
Exploitation	7	5		
Diesel	195	36		
Électricité (Contrat)	-	164		
SOUS-TOTAL	262	269		
Revenus additionnels	-	-67		
TOTAL	262	202	-60	-23%

1 La valeur actualisée des investissements et des charges que doit assumer le Distributeur
 2 dans le Projet Innavik est de 269 M\$ dont 164 M\$ pour le Contrat, une valeur qui est du
 3 même ordre que celle du scénario du statu quo (262 M\$). En tenant compte des revenus
 4 additionnels associés au chauffage électrique (67 M\$ actualisés), le Projet Innavik devient
 5 nettement avantageux pour le Distributeur et ses clients.

6 Le coût unitaire actualisé du Contrat est de 23 ¢/kWh (annuité croissante), 28 ¢/kWh incluant
 7 les achats de diesel, comparativement à 62 ¢/kWh dans le scénario du statu quo (achats de
 8 diesel seulement), reflétant essentiellement un volume d'énergie plus important attribuable
 9 au chauffage électrique pour le Projet Innavik (1,5 TWh vs 0,7 TWh, cumulativement sur la
 10 durée du Contrat).

11 Par ailleurs, l'analyse économique n'intègre aucune valorisation de l'énergie excédant la
 12 *courbe de puissance contractuelle* attribuable à une hydraulité favorable qui permettrait au
 13 Distributeur de vendre, au prix de la 2^e tranche, de l'énergie achetée au prix de la 1^{re} tranche
 14 d'énergie du tarif domestique proposé (*énergie supplémentaire*). Elle n'intègre également
 15 pas les revenus associés aux ventes additionnelles liées aux opportunités de développement
 16 économique de la communauté rendues possibles par les volumes d'énergie disponibles en
 17 été, ni de subventions pour les investissements du Distributeur.

⁹ Analyse mensuelle, considérant un coût en capital prospectif de 5,489 % (taux autorisé dans la décision D-2019-027) et un taux d'inflation de long terme de 2 %.

4. AUTRES AVANTAGES ASSOCIÉS AU PROJET INNAVIK

- 1 Outre le gain économique pour le Distributeur et l'ensemble de ses clients, le Projet est
2 générateur de retombées positives pour l'ensemble des parties impliquées.
- 3 D'abord, il procure aux clients résidentiels de ce village une baisse significative des coûts de
4 chauffage (voir la pièce HQD-1, document 3).
- 5 Il entraîne également des retombées économiques locales majeures pendant la période de
6 construction, pour les entreprises et la main-d'œuvre inuites.
- 7 De plus, la corporation foncière Pituvik compte réinvestir une partie des bénéfices du Contrat
8 sous forme de programmes de soutien aux jeunes et aux personnes âgées et d'initiatives
9 locales, notamment pour favoriser l'entrepreneuriat et la sécurité alimentaire, par exemple
10 par la culture des végétaux en serre.
- 11 Sur le plan environnemental, le projet permet d'éviter l'utilisation de plus de 250 millions de
12 litres de combustible sur la durée du Contrat (centrale et systèmes de chauffage résidentiels)
13 et par le fait même de réduire les émissions de GES d'environ 700 000 tonnes éq. CO₂ sur
14 cette période.