D É C I S I O N

QUÉBEC **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**

D-2019-173	R-4091-2019	17 décembre 2019

PRÉSENTS :

François Émond
Louise Rozon
Simon Turmel
Régisseurs

Hydro-Québec
Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

Décision sur le fond

Demande relative à la conversion du réseau autonome d'Inukjuak à l'énergie renouvelable

Demanderesse :

Hydro-Québec
représentée par Mes Simon Turmel, Joelle Cardinal et Jean-Olivier Tremblay.

Intervenants :

Association Hôtellerie Québec et Association des restaurateurs du Québec (AHQ-ARQ)
représenté par Me Steve Cadrin;

Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI)
représentée par Me André Turmel;

Groupe de recommandations et d'actions pour un meilleur environnement (GRAME)
représenté par Me Geneviève Paquet;

Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEÉ)
représenté par Me Franklin S. Gertler;

Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA)
représenté par Me Dominique Neuman;

Union des consommateurs (UC)
représentée par Me Hélène Sicard.

TABLE DES MATIÈRES

1. INTRODUCTION 5

2. DEMANDE 5

3. CONTRAT D'APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ 6

3.1 Position du Distributeur 6

3.2 Position des intervenants 9

3.3 Opinion de la Régie 16

4. FIXATION D'UN TARIF ET MODIFICATIONS DES *CONDITIONS DE SERVICE* 24

4.1 Position du Distributeur 24

4.2 Position des intervenants 26

4.3 Opinion de la Régie 29

DISPOSITIF 38

1. INTRODUCTION

[1] Le 28 juin 2019, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie), en vertu des articles 31 al. 1 (1°), 48, 49, 52.1 et 74.2 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*[1] (la Loi), une demande relative à la conversion du réseau autonome d'Inukjuak à l'énergie renouvelable (la Demande).

[2] Le 9 juillet 2019, la Régie rend sa décision D-2019-079[2] portant sur la publication de l'avis public et sur l'échéancier de traitement du dossier.

[3] Le 28 août 2019, la Régie rend sa décision procédurale D-2019-104[3] portant, notamment, sur le cadre d'examen du dossier et sur les demandes d'intervention.

[4] L'audience a lieu les 30 et 31 octobre ainsi que le 1er novembre 2019, date à laquelle la Régie entame son délibéré.

[5] Par la présente décision, la Régie se prononce sur la demande du Distributeur relative à l'approbation du contrat d'approvisionnement en électricité (le Contrat) ainsi qu'aux modifications des *Tarifs d'électricité* et des *Conditions de service*.

2. DEMANDE

[6] Dans sa décision D-2017-140[4], la Régie a conclu que la procédure d'appel d'offres prévue à l'article 74.1 de la Loi ne s'applique pas aux approvisionnements dans les réseaux autonomes. Elle a également jugé que le Distributeur doit soumettre pour approbation, en vertu de l'article 72 de la Loi, les contrats d'approvisionnement qu'il entend conclure pour répondre aux besoins de ces réseaux.

---

1 RLRQ, c. R-6.01.
2 Décision D-2019-079.
3 Décision D-2019-104.
4 Dossier R-3986-2016, décision D-2017-140, p. 124, par. 408 et p. 127, par. 422.

[7] Par la présente, le Distributeur soumet pour approbation à la Régie le Contrat conclu de gré à gré avec Innavik Hydro S.E.C. (le Fournisseur) pour l'achat de l'énergie produite par une nouvelle centrale hydroélectrique au fil de l'eau de 7,25 MW, située sur la rivière Inuksuak (la Centrale hydroélectrique), qui sera construite et exploitée par le Fournisseur.

[8] Le Distributeur demande également à la Régie d'approuver l'application, à partir de décembre 2022, d'un tarif pour la clientèle domestique biénergie du réseau d'Inukjuak et d'approuver la stratégie tarifaire qui y est associée.

[9] Le Distributeur présente également des modifications à l'article 9.7.5 des *Conditions de service* afin qu'il cesse de s'appliquer aux clients domestiques admissibles au Tarif domestique biénergie – Réseau d'Inukjuak du réseau autonome d'Inukjuak, avant le début de la conversion des systèmes de chauffage, soit à partir du 1er avril 2020.

[10] Le Distributeur indique que le Contrat est conditionnel à son approbation de la Régie, dans un délai de 180 jours suivant le dépôt de la Demande, à défaut de quoi il pourra être annulé par le Fournisseur. Il indique également que le Contrat est aussi conditionnel à ce que la Régie fixe un tarif incitant la clientèle domestique d'Inukjuak à consommer l'électricité plutôt que le mazout pour le chauffage. Ce tarif s'appliquerait à compter de la date du début des livraisons, soit le 1er décembre 2022[5].

3. CONTRAT D'APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ

3.1 POSITION DU DISTRIBUTEUR

[11] La Demande requiert l'approbation, par la Régie, du Contrat signé avec le Fournisseur. Le Contrat est le résultat de négociations amorcées en 2017 et qui se sont conclues le 27 mai 2019. Le projet faisant l'objet du Contrat vise la construction de la Centrale hydroélectrique, située sur la rivière Inuksuak, et la conversion des systèmes de chauffage résidentiels de l'eau du mazout à l'électricité, et des locaux. Cette conversion permet de passer au mazout à la biénergie hydroélectricité-mazout (le Projet).

---

5 Pièce B-0002, p. 2.

[12] Le Contrat prévoit l'achat exclusif par le Distributeur de l'énergie produite par la Centrale hydroélectrique, qui sera construite et exploitée par le Fournisseur. Le Contrat est d'une durée de 40 ans, avec possibilité de renouvellement pour 20 ans[6].

[13] Ce Contrat permettra au Distributeur d'approvisionner Inukjuak en énergie renouvelable pour les besoins de base de l'ensemble de la clientèle, de la charge du chauffage de l'eau des clients résidentiels et d'une partie significative des besoins de chauffage résidentiel des locaux, dès le 1er décembre 2022. Le Projet aura pour effet de réduire les coûts d'exploitation du réseau et d'occasionner une réduction importante des émissions de gaz à effet de serre (GES), soit de l'ordre de 700 000 tonnes équivalentes de CO_2 sur la période du Contrat.

[14] Ce Projet s'inscrit dans la stratégie de conversion des réseaux autonomes vers des énergies plus vertes et moins chères, telle qu'annoncée dans le plan d'approvisionnement 2017-2026 du Distributeur. Ce dernier affirme qu'il a été conçu dans le respect des quatre critères approuvés par la Régie dans sa décision D-2017-140[7]. Ces critères le guident dans ses choix de stratégies en lien avec la conversion, partielle ou totale, des sources d'approvisionnement en électricité des réseaux autonomes, soit :

- la fiabilité d'alimentation;
- l'acceptabilité sociale;
- la réduction des coûts d'approvisionnement;
- la réduction des émissions de GES.

[15] Le Distributeur soutient qu'en vertu de l'article 74.2 de la Loi, le principal aspect d'un contrat d'approvisionnement à être examiné par la Régie est son impact sur les coûts. Dans le contexte des projets de conversion des réseaux autonomes, la Régie est également appelée à considérer les impacts du Contrat sur la fiabilité de l'alimentation électrique et sur la réduction des émissions de GES, de même que sur l'acceptabilité sociale du Projet dans sa communauté.

[16] Le Distributeur soumet que la Régie « *a compétence afin d'approuver ou ne pas approuver le Contrat tel que présenté, à la lumière des critères précédemment*

---

6 Pièce B-0004, p. 9.
7 Dossier R-3986-2016, décision D-2017-140, p. 95.

mentionnés »[8]. Il soutient qu'elle ne peut ouvrir la porte à la modification du Contrat déjà signé.

[17] L'énergie contractuelle prévue au Contrat est de 54 031 MWh par année. Toutefois, en raison de l'inadéquation entre le profil d'hydraulicité de la rivière Inuksuak et le profil de la charge du réseau autonome, le Distributeur ne prendra pas livraison de la totalité de cette énergie contractuelle. Le Contrat prévoit que le Fournisseur doit respecter la courbe de puissance contractuelle, laquelle comporte une valeur de puissance pour chaque heure de l'année, soit l'énergie contractuelle horaire. Lorsque le Fournisseur n'est pas en mesure de la fournir pour une heure donnée, des pénalités s'appliquent. C'est donc le Fournisseur qui assume le risque associé à une hydraulicité qui pourrait être moins importante que prévue[9].

[18] Le prix de l'électricité pour l'énergie contractuelle est un montant annuel forfaitaire pour l'énergie et la puissance garantie. Il est établi au 1er janvier de chaque année à partir du prix de départ fixé à 10,3 M$ en 2019 puis indexé à 100 % à l'indice des prix à la consommation (IPC) jusqu'à la date garantie de début des livraisons. Par la suite, seulement 20 % du prix est indexé à l'IPC.

[19] Le Fournisseur assume la totalité des coûts de conversion des systèmes de chauffage de l'eau à l'électricité et de chauffage des espaces à la biénergie des résidences sous la responsabilité de l'Office municipal d'habitation Kativik (OMHK), ainsi que la totalité des coûts de conversion des autres résidences à Inukjuak si leurs propriétaires en font la demande au Distributeur, au plus tard 2 ans avant la date garantie de début des livraisons[10].

[20] Selon l'article 23.5 du Contrat, le Fournisseur doit compenser le Distributeur pour la perte de revenus si la conversion des systèmes de chauffage des résidences n'est pas complétée selon un calendrier prédéterminé. L'article 30 du Contrat prévoit également des pénalités en cas de défaut de livrer l'énergie contractuelle. Ces pénalités tiennent compte de la perte de revenus associée au chauffage des espaces et du coût de remplacement de l'énergie à la suite de l'indisponibilité de la Centrale hydroélectrique nécessitant le démarrage de la centrale thermique de réserve pour combler la demande[11].

---

8 Pièce B-0048, p. 4.
9 Pièce B-0004, p. 9.
10 Pièce B-0004, p. 11.
11 Pièce B-0004, p. 13.

[21] Le Distributeur a déposé une analyse économique du Projet démontrant un avantage économique de 55 M$ actualisés (2019), soit une diminution des coûts actualisés de 21 % par rapport au *statu quo*[12]. Ce Projet contribue donc à réduire le déficit d'exploitation du Distributeur en réseaux autonomes tout en permettant une réduction des coûts de chauffage de la clientèle résidentielle.

[22] Le Distributeur précise que l'analyse économique n'intègre aucune valorisation de l'énergie excédant la courbe contractuelle attribuable à une plus forte hydraulicité et qui serait achetée au prix de la 1re tranche d'énergie du tarif domestique proposé, à titre d'énergie supplémentaire[13]. Elle n'intègre également pas les revenus associés aux ventes additionnelles liées aux opportunités de développement économique de la communauté rendues possibles par les volumes d'énergie disponibles en été, ni de subventions pour les investissements du Distributeur.

3.2 POSITION DES INTERVENANTS

AHQ-ARQ

[23] Selon l'AHQ-ARQ, le Projet comporte un certain nombre de risques et d'incertitudes dont les plus importants sont liés à la centrale thermique de réserve, les coûts du combustible et les revenus additionnels potentiels du Projet. Il souligne notamment l'absence de démonstration de la pertinence de la construction d'une centrale thermique de réserve par rapport à la possibilité de convertir la centrale actuelle en centrale de réserve[14].

[24] L'intervenant conclut néanmoins, à la suite de certaines analyses de sensibilité, que l'analyse économique en faveur du Projet est suffisamment robuste « *pour pouvoir approuver l'esprit* » du Contrat[15].

[25] L'intervenant présente quelques recommandations d'amendements à apporter au Contrat afin de corriger certaines imprécisions. À propos de l'article 30, qui est selon

---

12 Pièce B-0045, p. 6.
13 Pièce B-0004, p. 17.
14 Pièce C-AHQ-ARQ-0009, p. 8.
15 Pièce A-0022, p. 7.

l'AHQ-ARQ l'une des dispositions les plus importantes puisqu'elle établit la compensation pour les pertes de ventes découlant du transfert de la charge biénergie dans le cas où le Fournisseur n'est pas en mesure de livrer l'énergie contractuelle pour une heure donnée, l'intervenant maintient, après les explications du Distributeur, que la variable relative à la charge délestée n'est pas clairement définie[16].

FCEI

[26] La FCEI est d'avis que, sur la base des hypothèses retenues, le Projet est rentable et qu'il bénéficie à la fois à la clientèle d'Inukjuak et à celle du réseau intégré. Cependant, elle n'est pas convaincue que la proposition du Distributeur permette d'en optimiser les bénéfices économiques et environnementaux.

[27] La FCEI constate qu'un potentiel important d'hydroélectricité n'est pas utilisé, au moins pour les 20 prochaines années, voire jusqu'en 2060 pour les mois de juin à septembre. Elle constate également que la puissance disponible en vertu du profil de l'énergie contractuelle est suffisante pour ajouter un usage non effaçable pour au moins les 15 premières années de la période d'analyse, ce qui correspond plus ou moins à la durée de vie d'un chauffe-eau[17].

[28] Selon la compréhension de la FCEI, le Distributeur n'a pas fait d'analyse intégrant la clientèle commerciale au Projet. Elle ne croit pas qu'il faille se limiter à la clientèle résidentielle, plus facile à traiter, et attendre que le Projet soit en route pour intégrer la clientèle commerciale[18].

[29] En audience, la FCEI affirme :

> « […] *qu'il y a une quantité importante là, comme je le disais, d'électricité qui n'est pas utilisée, de l'énergie contractuelle. Il y a des surplus saisonniers qui sont assez significatifs, surtout en début d'horizon. Et il y a aussi, en fonction des réponses qu'on nous a données là, on pense qu'il y aura ici, même l'hiver probablement la nuit, des surplus d'énergie qui pourraient servir à faire de la chauffe dans le domaine commercial.*

---

16 Pièce A-0022, p. 14 et suivantes.
17 Pièce C-FCEI-0011, p. 3.
18 Pièce A-0022, p. 36.

> *C'est très clair pour nous qu'il y a une valeur économique à aller prendre cette énergie-là et puis à l'utiliser auprès de nouveaux clients. L'électricité... le contrat, c'est un montant forfaitaire, alors toute énergie qu'on n'utilise pas, elle est perdue. Donc, l'utiliser c'est à coûts nuls. Et elle remplacerait du mazout, donc, qui, lui, coûte un peu plus de vingt cents du kilowattheure (20 ¢/kWh).*
>
> *Donc, chaque kilowattheure là, il y a une économie globale d'au moins une vingtaine de sous (20 ¢/kWh) qui, après ça, bien en fonction des choix tarifaires qu'on faits, peut être répartie différemment entre les clients puis le Distributeur* »[19].

[30] Enfin, la FCEI recommande la production de diverses analyses dont, notamment, une analyse de la disponibilité de puissance pour la conversion du chauffage de l'eau pour la clientèle affaires et de la rentabilité de cette conversion[20].

GRAME

[31] Le GRAME recommande l'approbation du Contrat menant à la réalisation du Projet qui favorise la satisfaction des besoins énergétiques de la communauté, dans une perspective de développement durable et dans le respect des objectifs de la *Politique énergétique du Québec 2030*, soit de réduire de 40 % la quantité de produits pétroliers consommés et d'augmenter de 25 % la production totale d'énergie renouvelable[21].

[32] L'intervenant recommande cependant la mise en place d'une infrastructure de mesurage avancé (IMA). De plus, il suggère que des scénarios alternatifs soient présentés par le Distributeur lors du dépôt de sa demande d'investissement pour la centrale de réserve, incluant le développement de solutions alternatives mixtes.

[33] Afin de valoriser l'énergie excédentaire, le GRAME soumet qu'une offre de tarif pour des projets permettant de contribuer à l'essor de la communauté devrait être étudiée afin d'être disponible dès le début de l'alimentation par la Centrale hydroélectrique.

---

19 Pièce A-0022, p. 35.
20 Pièce C-FCEI-0013, p. 5.
21 Pièce C-GRAME-0010, p. 7.

[34] Le GRAME suggère que soit offert un tarif sur la base de blocs d'énergie, lesquels varieront selon la disponibilité de l'offre, de la mi-juin jusqu'à la fin octobre. Une telle offre permettrait de rentabiliser davantage le Projet.

ROEÉ

[35] Le ROEÉ questionne le coût élevé du Projet considérant son admissibilité à des aides financières[22]. Il recommande de ne pas approuver le Contrat et d'exiger, pour ce dossier et les prochains, que le Distributeur soumette un rapport de faisabilité sur les alternatives susceptibles d'assurer la transition énergétique[23].

> « *Donc, nous, nos recommandations, c'est, un, de reporter la décision de la Régie afin qu'Hydro-Québec présente une analyse comparative des alternatives à la production hydraulique à Inukjuak; sinon, autoriser le projet conditionnellement, bon, à l'obtention d'aides financières gouvernementales provinciales et fédérales, plus substantielles, et à la prise en compte aussi des aides financières gouvernementales accordées au fournisseur dans le cadre de l'analyse économique du projet. Ce qui est escamoté en ce moment. Et en plus, bien, d'exiger des rapports de faisabilité sur les alternatives susceptibles d'assurer la transition pour les prochains projets de conversion dans le Grand-Nord Québécois* »[24].

[36] Considérant que l'eau livrée par camion rend cette ressource moins abondante qu'en réseau intégré, le ROEÉ recommande à la Régie de prendre acte de la surestimation par le Distributeur de l'impact de l'utilisation de l'électricité pour les usages de chauffage de l'eau et, par conséquent, du potentiel de réduction de la taille des équipements ou encore de rendre disponible cette énergie pour le chauffage de l'eau et des espaces dans les bâtiments commerciaux et institutionnels[25]. L'intervenant recommande également d'exiger que le Contrat inclue une obligation d'installation de produits économiseurs d'eau.

[37] Par ailleurs, le ROEÉ évoque des enjeux environnementaux en lien avec la qualité de l'eau de la rivière qui serait la source d'alimentation en eau de la communauté et qui

---

22 Pièce C-ROEÉ-0011, p. 10 et 11.
23 Pièce C-ROEÉ-0011, p. 16.
24 Pièce A-0022, p. 64 et 65.
25 Pièce C-ROEÉ-0011, p. 22.

pourrait être affectée par la construction de la Centrale hydroélectrique[26].

[38] En argumentation, le ROEÉ soumet que le Contrat est déjà formé, avec la signature des parties, et qu'il comporte une clause résolutoire. Il est également d'avis que la signature a pour conséquence de priver la Régie de l'exercice de sa compétence en ne permettant pas l'approbation avec conditions. Il précise que la source de l'illégalité ne découle pas du fait qu'il y ait eu conclusion d'une entente de gré à gré mais que ce Contrat ait été signé avant l'approbation de la Régie.

[39] Le ROEÉ juge également que la démarche du Distributeur cantonne l'approbation de la Régie à l'exercice d'un choix binaire. Même s'il convient que la Loi n'exige pas que le Distributeur se soumette à une planification intégrée de ses ressources, cet intervenant soutient que l'esprit de la Loi permet à la Régie d'examiner la Demande par une analyse coûts- bénéfices et de comparer les différentes alternatives. Il précise que, selon l'article 31 de la Loi, la Régie a compétence exclusive pour surveiller les opérations du Distributeur afin de s'assurer que les consommateurs aient des approvisionnements suffisants et qu'ils paient selon un juste tarif[27].

[40] Selon l'intervenant, en réseau autonome, le caractère élargi du réseau de distribution fait en sorte que la Régie dispose de tous les intrants pour effectuer une analyse comparative des différentes alternatives. C'est pourquoi il est d'avis que le Distributeur n'a pas démontré que le Projet constitue la meilleure alternative.

SÉ-AQLPA

[41] Contrairement à la position exprimée par le ROEÉ, SÉ-AQLPA préconise la conclusion d'ententes de gré à gré pour les moyens d'approvisionnements d'énergie renouvelable en réseau autonome dans les cas où l'implication de la communauté est présente. Selon l'intervenant, le Contrat, même signé, n'est pas en vigueur tant que la Régie ne l'a pas approuvé[28].

[42] Selon SÉ-AQLPA, le recours à une rémunération par un montant fixe indexé à l'inflation constitue une révolution pour ce type de contrat d'approvisionnement et il est

---

26 Pièce A-0022, p. 56.
27 Dossier R-3951-2015, décision D-2016-111, p. 23.
28 Pièce A-0023, p. 69.

d'avis que « *l'approche actuelle à Inukjuak est une solution gagnante* »[29]. L'intervenant est d'avis que le Projet est avantageux pour le Distributeur, en se basant seulement sur les coûts évités. Il ajoute que le Projet serait encore plus avantageux si l'analyse économique soustrayait la construction d'une centrale diesel de réserve au coût de 31 M$. Selon l'intervenant, il n'y a aucun avantage à construire une nouvelle centrale pour 2023 alors que cette construction, si elle est nécessaire, pourrait être reportée vers 2035[30].

[43] En ce qui a trait à la centrale actuelle, SÉ-AQLPA précise que :

> « […] *les moteurs ne sont pas très vieux, à peu près cinquante pour cent (50 %) d'usure en moyenne. Donc, pour les user, s'ils fonctionnaient complètement, tout le temps, si on ne faisait pas de changement, là, ils seraient à peu près usé dans quatre ou cinq ans ou six ans. Mais si la centrale diesel fonctionne qu'un mois par année, donc la centrale actuelle est bonne pour durer jusqu'en deux mille trente-cinq (2035) ou quelque chose comme ça, là. Mais on n'a pas le détail de combien d'heures on pense que la centrale diesel va fonctionner.*
>
> […]
>
> *Évidemment, il y a un problème d'acceptabilité sociale, parce que c'est sûr, la centrale actuelle est dans le village. Et ça embête certainement tout le monde. Si elle marche tout le temps. Si elle ne marche qu'un mois par année, bien, là, on peut discuter* »[31].

[44] En argumentation, SÉ-AQLPA exprime le souhait que l'offre d'énergie hydroélectrique, dans un contexte de biénergie, soit étendue à l'ensemble de la clientèle :

> « […] *nous sommes d'accord avec la caractéristique de biénergie qui correspond à ce que nous-mêmes, nous recommandons depuis longtemps qui permet un maximum de pénétration dans un réseau autonome d'une source d'énergie renouvelable.*
>
> *Et nous souhaitons également que soit examinée la possibilité d'étendre cette biénergie au plus grand nombre de clients possibles. Ce qui ne se fait pas maintenant. Le contrat, on n'a pas besoin de faire ça avant que le contrat puisse*

---

29 Pièce A-0022, p. 93.
30 Pièce C-SÉ-AQLPA-0008, p. iii.
31 Pièce A-0022, p. 104 et 105.

> *être approuvé, mais la Régie pourrait donner cette instruction à Hydro-Québec Distribution* »[32].

UC

[45] L'UC rappelle que la prévision de la demande est un intrant fondamental à la définition du Projet et qu'il en sera de même lorsqu'il s'agira de convertir l'ensemble des réseaux autonomes au nord du 53e parallèle. Elle recommande par conséquent à la Régie de s'assurer de sa robustesse. Par ailleurs, elle se questionne sur le besoin de construire une nouvelle centrale thermique de réserve « *dont on sait peu de choses* »[33].

[46] En audience, l'UC affirme que « *le projet de conversion est un beau projet et on recommande l'approbation du contrat pour la construction de la centrale hydraulique* »[34].

[47] Cependant, l'UC s'inquiète et questionne le Distributeur sur les risques de propagation de légionellose :

> « […] *comme c'est l'eau qui vient directement de la rivière qui est mis dans des réservoirs pour chaque habitation. C'est de l'eau non traitée puis qui rentre dans le chauffe-eau.* »
>
> « *La légionellose n'est pas présente dans des chauffe-eau au mazout ou au gaz qui ont une flamme en dessous. Ça vient dans le chauffage électrique parce que vos éléments sont un petit peu plus haut dans les chauffe-eau électriques* »[35].

[48] L'UC ajoute que l'installation de chauffe-eau antilégionellose aurait non seulement des avantages à l'égard de la santé publique, mais permettrait également, si le besoin se présentait, de délester les chauffe-eau[36].

---

32 Pièce A-0023, p. 78 et 79.
33 Pièce C-UC-007, p. 7 et 10.
34 Pièce A-0022, p. 113.
35 Pièce A-0021, p. 155 et 156.
36 Pièce A-0022, p. 117.

[49] En argumentation, UC invoque le principe de précaution. Selon elle, il serait simple de demander au Fournisseur ou au Distributeur de vérifier s'il y a un risque de développement de la légionellose. Elle souligne :

> « […] *qu'il y ait un chauffe-eau disponible sur le marché antilégionellose et qui permettrait aussi d'avoir des interruptions comme c'est prévu éventuellement d'en avoir en réseaux intégrés. Alors, ce qu'on vous demande c'est de faire cette recommandation* »[37].

3.3 OPINION DE LA RÉGIE

[50] La Demande est intitulée « *Demande relative à la conversion du réseau autonome d'Inukjuak à l'énergie renouvelable* » et porte sur trois aspects spécifiques :

- l'approbation du Contrat conclu avec le Fournisseur;
- la fixation d'un nouveau tarif;
- la modification de l'article 9.7.5 des Conditions de service.

[51] Dans le cadre de son analyse de rentabilité, le Distributeur fait référence à deux investissements nécessaires de sa part. Le premier est lié à la reconfiguration du réseau de distribution à un niveau de tension plus élevé et le télécontrôle des systèmes de biénergie, pour un total de 19 M$. Ce premier investissement doit entrer en service dès 2022.

[52] Le deuxième investissement est lié à la construction d'une nouvelle centrale diesel de réserve sur un nouveau site, au coût annoncé de 28 M$, pour une mise en service prévue dès 2024. Les caractéristiques de cet investissement demeurent inconnues, ainsi que la démonstration de son utilité pour la conversion du réseau.

[53] Ces deux investissements ne font pas l'objet d'une demande d'approbation mais une évaluation paramétrique des coûts est prise en compte dans l'analyse économique. Les coûts anticipés pour ces investissements pourraient dépasser 47 M$.

---

[37] Pièce A-0022, p. 191.

TABLEAU 1
ANALYSE ÉCONOMIQUE

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	**-**	**-62**		
TOTAL	**262**	**207**	**-55**	**-21%**

Source : Pièce B-0045, p. 6.

[54] Le Distributeur introduit l'analyse économique du Projet comme suit :

« *Le Distributeur a présenté une vue d'ensemble du Projet Innavik qui inclut des investissements pour opérationnaliser le Contrat (mise à niveau du réseau de distribution et télécommunication) et pour assurer la fiabilité de l'alimentation (centrale de réserve), afin que la Régie puisse juger du caractère utile et d'intérêt public du contrat d'approvisionnement et des modifications tarifaires proposées. Le Distributeur conçoit que, par son approbation du Contrat, la Régie donne son aval aux fonctionnalités liées à l'opérationnalisation du Contrat, soit le télécontrôle et la mise à niveau du réseau de distribution.*

Toutefois, ceci ne constitue pas une autorisation explicite des investissements liés à ces fonctionnalités. L'analyse technico-économique relative aux investissements, tant pour l'opérationnalisation du Contrat que pour la centrale de réserve, sera examinée plus en détails lors de leur autorisation, selon le cadre réglementaire applicable.

Par ailleurs, l'analyse économique montre que l'avantage économique du Projet Innavik provient essentiellement des revenus additionnels associés à la

> *conversion des systèmes de chauffage résidentiels et à l'application du tarif domestique biénergie – Réseau d'Inukjuak. Elle montre que les valeurs actualisées des investissements dans les deux scénarios sont du même ordre et ne peuvent varier que dans les mêmes proportions, comme illustré à la réponse à la question 3.2 de la demande de renseignements no 2 de la Régie* »[38]. [nous soulignons]

[55] La Régie prend note des explications du Distributeur sur la façon de considérer les investissements liés à la conversion du réseau autonome d'Inukjuak à l'énergie renouvelable.

Contrat avec Innavik Hydro

[56] Dans un premier temps, la Demande vise l'approbation par la Régie d'un contrat forfaitaire de fourniture d'hydroélectricité (*le Contrat* qui comprend un *Contrat d'approvisionnement* et une *Entente de raccordement*) provenant du Projet, incluant la construction, par le Fournisseur, d'une Centrale hydroélectrique et d'une ligne de transport entre cette dernière et le point de livraison au réseau de distribution.

[57] Le Contrat prévoit également des investissements et l'obligation pour le Fournisseur de convertir les systèmes de chauffage résidentiels de l'eau à l'électricité et les systèmes de chauffage résidentiels des espaces à la biénergie.

[58] À l'exception du ROEÉ, tous les intervenants sont favorables au Projet et recommandent l'approbation du Contrat, sujet à quelques précisions.

[59] La Régie ne retient pas la position du ROEÉ quant à l'illégalité du Contrat au motif que la présentation par le Distributeur d'un contrat signé viendrait limiter sa compétence et contreviendrait à l'esprit de la Loi.

[60] Elle est plutôt d'avis, comme le Distributeur, qui fonde sa position sur les articles 1372, 1378 et 1434 du *Code civil du Québec*,[39] que le caractère exécutable des obligations et prestations convenues entre les parties permet de constater la conclusion du contrat qui les lie.

---

38 Pièce B-0038, p. 4 et 5.
39 RLRQ, c. CCQ-1991.

[61] La Régie juge que la signature des parties permet de constater qu'un contrat a été valablement formé, qu'il est opposable aux signataires et que l'exécution des obligations et des prestations qui y sont prévues se matérialiseront uniquement à la suite de l'approbation de la Régie. Ces caractéristiques satisfont aux exigences de la Loi et confèrent un caractère contraignant au Contrat lorsque la Régie examine ce dernier pour approbation.

[62] Par ailleurs, la Régie juge que la procédure retenue par le Distributeur avant de soumettre le Contrat pour approbation n'a pas pour effet de la restreindre dans l'exercice de sa compétence. Elle abonde dans le sens de la position exprimée par le Distributeur :

> « *C'est notre position que vous pouvez approuver le contrat. Vous pouvez ne pas approuver le contrat. Et si vous décidez de ne pas approuver le contrat, bien nous présumons que vous allez expliquer dans votre décision pour quelles raisons vous n'avez pas approuvé le contrat.*
>
> *Si tel était le cas, les clauses du contrat, notamment l'article 4, vont être déclenchées. Et de deux choses l'une, ou bien le Distributeur et le Fournisseur ne seront pas en mesure de donner suite aux raisons pour lesquelles le contrat a été refusé, auquel cas bien il n'y aura tout simplement... le contrat n'aura jamais débuté. Ou quand les deux parties vont être en mesure de satisfaire aux conditions que... aux critiques que vous auriez pu formuler et à ce moment-là, bien le contrat va pouvoir voir le jour* »[40].

[63] Par ailleurs, dans sa décision D-2017-140, en procédant à l'examen du cadre règlementaire visant les contrats d'approvisionnement découlant du plan de conversion du Distributeur pour les réseaux autonomes, la Régie s'est exprimée ainsi :

> « *[419] Cela dit, la Régie convient avec le Distributeur que le cadre d'analyse relatif au plan d'approvisionnement pour les réseaux autonomes se distingue de celui relatif au réseau intégré. En effet, la réalité des réseaux autonomes n'est pas la même et ce plan vise davantage la conversion des sources d'énergie afin de réduire les coûts pour desservir les marchés de ces réseaux, que des mesures pour répondre à une augmentation de la demande d'électricité.*
>
> *[420] Ainsi, la Régie conçoit que, selon les besoins à satisfaire et le contexte afférent à chaque réseau autonome, le Distributeur puisse, selon le cas, négocier*

[40] Pièce A-0023, p. 116.

> *et conclure de gré à gré un contrat d'approvisionnement ou procéder, au préalable, à un appel d'offres, à un appel de propositions ou à un appel d'intérêts.*
>
> *[421] La Régie est cependant d'avis que le Distributeur doit être le plus précis possible à ce sujet, lors de la présentation de son plan d'approvisionnement, et ce, pour les différents réseaux autonomes. La description de l'évolution de sa stratégie doit également être la plus précise possible, dans le cadre des états d'avancement de son plan que le Distributeur doit déposer annuellement à la Régie.*
>
> *[422] En conséquence, la Régie est d'avis que le Distributeur doit soumettre pour approbation, en vertu de l'article 74.2 de la Loi, les contrats d'approvisionnement qu'il entend conclure pour répondre aux besoins des réseaux autonomes et, en vertu de l'article 72 de la Loi, un plan d'approvisionnement spécifique pour ces réseaux* »[41]. [nous soulignons]

[64] La Régie a expressément prévu le recours aux négociations de gré à gré en permettant diverses approches mises à la disposition du Distributeur pour obtenir de nouveaux approvisionnements dans la mise en œuvre de son plan de conversion des réseaux autonomes.

[65] Ainsi, la procédure retenue par le Distributeur dans le cadre de la Demande, ainsi que le Contrat conclu de gré à gré sont conformes au cadre règlementaire en vigueur et aux directives énoncées par la Régie.

[66] Par ailleurs, la Régie note que les investissements présentés dans l'analyse économique du Projet augmentent les coûts pour le Distributeur et doivent donc être considérés comme faisant partie d'une analyse économique conservatrice, notamment en ce qui a trait à la construction très rapide d'une centrale au diesel entièrement nouvelle. Plus cette dernière sera retardée, plus le Projet sera rentable.

[67] L'examen de la Régie comprend également l'analyse du risque que les ventes annoncées d'électricité, et donc les revenus additionnels, ne se matérialisent pas alors qu'il s'agit d'un intrant important au soutien de la rentabilité du Projet. Ainsi, la Régie a évalué différents facteurs de risques, aussi bien matériels et techniques, par exemple au

---

41 Dossier R-3986-2016, décision D-2017-140, p. 127, rectifiée par la décision D-2017-140R, p. 4.

niveau du contrôle de la biénergie, que socio-économiques, liés notamment aux possibles fluctuations du prix du mazout.

[68] La Régie convient avec le Distributeur que l'analyse de rentabilité est suffisamment robuste, conservatrice et que la marge de rentabilité du Projet est satisfaisante.

[69] **En conséquence, la Régie approuve le Contrat conclu avec le Fournisseur.**

[70] Par ailleurs, pour ce qui est de l'article 30 du Contrat portant sur les « dommages en cas de défaut de livrer de l'énergie contractuelle », la Régie retient l'explication du Distributeur selon laquelle la charge délestée est calculée pour chacune des heures, ce qui se traduit en kilowattheures. Ces kWh peuvent donc être multipliés par le tarif de la 2e tranche d'énergie exprimé en ¢/kWh afin d'établir le montant de la pénalité[42].

[71] Le Distributeur explique en argumentation que la charge délestée sera calculée *au prorata* à partir des ventes mensuelles moyennes pour le chauffage de l'air et de l'eau des résidences établies à l'annexe VIII et il ajoute :

> « *Il peut arriver qu'une interprétation soit requise dans un cas, mais ça ne devrait pas être un empêchement pour vous d'approuver le contrat. On voit quand même la logique qui découle de ça et qui est calculable, ne serait-ce qu'en utilisant l'annexe 8 et un simple calcul de prorata.*
>
> *Donc, quand même, à ce niveau-là, au niveau de l'article 30, cet article-là, il est valable et il peut certainement constituer une base raisonnable pour votre approbation* »[43].

[72] **La Régie est satisfaite des clarifications apportées par le Distributeur à l'égard de l'interprétation à donner à l'article 30 du Contrat.**

[73] Par ailleurs, la FCEI, le GRAME et SÉ-AQLPA soulignent qu'une portion importante de l'énergie contractuelle demeure non-utilisée, au moins pour les 20 premières années, voire jusqu'en 2060 pour les mois de juin à septembre. Ils sont ainsi

---

42 Pièce A-0022, p. 152 et 153.
43 Pièce A-0022, p. 154 et 155.

d'avis que la proposition du Distributeur ne permet pas d'optimiser les bénéfices économiques et environnementaux. Ils l'invitent à développer des offres tarifaires additionnelles, notamment pour la clientèle d'affaires d'Inukjuak.

[74] En réponse à la FCEI, le Distributeur se dit ouvert à l'idée d'explorer d'autres offres tarifaires :

> « *Bien, au fond, nous, ce qu'on s'est dit c'est : « On a le fournisseur qui est constitué de, disons, de la Corporation foncière de Pituvik avec Innergex. » Donc, on a travaillé avec eux pour trouver quelles interventions étaient requises pour avoir un projet qui était viable au niveau économique et technique. Donc, c'est quand même des interventions qui sont importantes, de faire la conversion biénergie et chauffage de l'eau à l'électricité.*
>
> *Donc, dans notre modèle, on a regardé dans un premier temps... pour augmenter aussi nos chances que le projet soit réalisable, donc, on a regardé dans un premier temps la conversion du côté du résidentiel puis on a réussi à bâtir notre projet avec le contrat avec tous les flux monétaires, l'énergie, les GES, à un modèle qui tient la route. Donc, c'est ce sur quoi on a focussé pour arriver à un projet qui... qui rencontre aujourd'hui les quatre critères.*
>
> *Maintenant, ce qu'on dit c'est que s'il y a d'autres opportunités ou d'autres avantages, on sait que le projet offre d'autres opportunités économiques ou de développement pour le côté commercial institutionnel, bien, ça pourrait faire partie des autres opportunités qui pourraient découler de ce projet mais ce qu'on dit, nous, ça serait à regarder dans un second temps*[44] ».

[75] Le Distributeur précise l'importance d'impliquer la communauté dans le choix des projets visant à valoriser l'énergie excédentaire :

> « *En fait, il faudra... il faudra vraiment voir avec la communauté c'est quoi les initiatives qui permettent de valoriser, par exemple, l'énergie qui est disponible, puis que ça pourrait avoir aussi... améliorer la rentabilité du projet. Donc, on pourrait avoir des ventes additionnelles, mais ce qu'il faut vérifier c'est : est-ce que c'est le chauffage de l'eau ou peut-être des projets de développement économique qui sont peut-être plus prisés par la communauté?*

---

[44] Pièce A-0021, p. 54 et 55.

> *Donc, c'est une option ce que vous dites, ce que monsieur Labbé disait. Si on regarde différentes options, on va les analyser une à côté de l'autre pour voir qu'est-ce qui est le mieux. Mais ça devra se faire en collaboration avec la communauté*[45] ».

[76] La Régie constate que, particulièrement durant les premières années du Contrat mais également sur toute sa durée, d'importantes quantités d'énergie contractuelle demeureront inutilisées. Puisque le prix de l'électricité pour l'énergie contractuelle est un montant annuel forfaitaire, toute vente additionnelle de l'énergie contractuelle se ferait à coût nul. Ces ventes additionnelles augmenteraient donc sensiblement la rentabilité économique du Projet ainsi que ses bénéfices environnementaux. De plus, l'analyse économique annuelle déposée par le Distributeur[46] démontre que la réduction des coûts d'approvisionnement ne se concrétisera pas durant les premières années mais se révèlera plutôt au fil du temps.

[77] **Comme les surplus hydroélectriques seront importants et facilement exploitables principalement dans les premières années du Projet, la Régie demande au Distributeur de développer une stratégie de valorisation de ces surplus dont certains éléments pourraient entrer en vigueur dès le début du Contrat en 2022.**

[78] L'idée de la FCEI de proposer un programme de 15 ans pour le chauffage électrique de l'eau du secteur commercial et institutionnel, correspondant à la durée de vie typique des chauffe-eau électriques, est un exemple de ce que cette stratégie pourrait comprendre.

[79] En ce qui a trait à la contamination potentielle des sources d'eau de la communauté par la construction de la Centrale hydroélectrique évoquée par le ROEÉ ainsi que de la problématique de la légionellose dans les chauffe-eau électriques soulevée par l'UC, la Régie a pris connaissance de la preuve des deux intervenants. Toutefois, elle les juge insuffisantes pour en tirer quelque conclusion que ce soit.

[80] **Néanmoins, la Régie encourage le Distributeur à porter attention, avec ses partenaires, à la problématique de la légionellose dans les chauffe-eau électriques**.

---

45 Pièce A-0021, p. 61.

46 Pièce B-0030 (ne peut être consultée sur le site internet de la Régie).

4. FIXATION D'UN TARIF ET MODIFICATIONS DES *CONDITIONS DE SERVICE*

4.1 POSITION DU DISTRIBUTEUR

[81] Le Projet permettra, dès la fin de l'année 2022, aux clients résidentiels de faire désormais appel à l'électricité comme source d'énergie pour le chauffage des espaces et de l'eau. Toutefois, la Centrale hydroélectrique ne sera pas en mesure de satisfaire en tout temps la demande d'électricité visant le chauffage des espaces des clients résidentiels, d'où la nécessité de maintenir les systèmes de chauffage au mazout dans les résidences. Le Distributeur pourra télécommander à distance la permutation d'une source d'énergie à l'autre et choisir l'électricité lorsque la Centrale hydroélectrique satisfait la totalité des besoins de la communauté et le mazout, pour une portion des besoins, lorsque la demande excède la capacité de la Centrale hydroélectrique[47].

[82] Le changement de source d'approvisionnement pour le réseau autonome d'Inukjuak nécessite l'adaptation du tarif applicable aux clients domestiques afin de les inciter à consommer l'électricité plutôt que le mazout pour le chauffage.

[83] Le Distributeur demande à la Régie d'approuver l'application, à partir du 1er décembre 2022, d'un nouveau tarif pour la clientèle domestique biénergie du réseau d'Inukjuak et d'approuver la stratégie tarifaire qui y est associée.

[84] Par souci d'équité, de cohérence, de simplicité et d'acceptabilité sociale, le tarif domestique proposé à Inukjuak repose sur les mêmes principes tarifaires que ceux utilisés pour fixer les autres tarifs domestiques, tant au sud du 53e parallèle qu'ailleurs au Nunavik. Ainsi, ce tarif comporte les mêmes composantes que le tarif DN : des frais d'accès au réseau, une structure progressive des prix d'énergie et une facturation de la puissance. Le Distributeur propose que les frais d'accès au réseau, le seuil et le prix de la 1re tranche d'énergie, de même que leur évolution demeurent identiques à ceux du tarif DN. Le prix de la 1re tranche d'énergie resterait donc lié au prix de la 1re tranche du tarif D.

[85] Quant au prix de la 2e tranche d'énergie, il serait initialement fixé à l'équivalent du prix du mazout léger des deux années précédant la mise en service de la Centrale

---

47 Pièce B-0006, p. 5.

hydroélectrique. L'utilisation d'une moyenne de deux ans plutôt que le prix d'une seule année permettra d'éviter que le prix initial de la 2e tranche d'énergie résulte d'une conjoncture particulière. Par la suite, l'évolution du prix de la 2e tranche serait liée à la variation annuelle de l'IPC, soit le même indice utilisé pour l'indexation du prix de l'électricité au Contrat[48].

[86] Lors de périodes de faible hydraulicité durant lesquelles la Centrale hydroélectrique n'aura pas la capacité de répondre à tous les besoins en électricité de la communauté, une portion des systèmes de chauffage des espaces devra fonctionner en mode mazout pour éviter le recours à la centrale thermique dont l'utilisation occasionne des coûts élevés.

[87] Pendant les périodes de restriction, le chauffage électrique des espaces ne serait donc pas autorisé. En présence de chauffage électrique non autorisé, un prix dissuasif s'appliquerait, comme c'est le cas aux tarifs généraux au nord du 53e parallèle, à toute la consommation de la période au cours de laquelle l'infraction serait constatée.

[88] Comme la livraison d'électricité à Inukjuak serait alimentée par une centrale thermique en période de restriction, le Distributeur propose que le prix dissuasif corresponde au prix de la 2e tranche d'énergie du tarif DN, tel qu'appliqué dans les autres réseaux autonomes au nord du 53e parallèle où la source de production de l'électricité est thermique[49].

[89] L'application de ce prix dissuasif pourrait être levée temporairement si le client avise le Distributeur, avant les périodes de restriction, d'une situation exceptionnelle et imprévisible empêchant l'utilisation du système de chauffage en mode mazout (ex. bris majeur du système de chauffage au mazout).

[90] Pour les abonnements qui ne bénéficient pas actuellement du Programme de l'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉ), le tarif proposé est globalement avantageux puisqu'il permet de réduire d'environ 30 % les coûts de chauffage sur une période de 40 ans[50]. De plus, l'évolution du prix de la 2e tranche d'énergie selon l'IPC permettrait de

---

48 Pièce B-0006, p. 7.
49 Pièce B-0006, p. 8.
50 Pièce B-0045, p. 5.

réduire la volatilité du coût du chauffage et de maintenir la hausse annuelle à environ 2 %[51].

[91] Dans un contexte où le chauffage électrique est souhaitable, certaines mesures incitant les clients à utiliser le combustible pour le chauffage des espaces et de l'eau n'ont plus leur raison d'être.

[92] Le Distributeur demande donc des modifications à l'article 9.7.5 des *Conditions de service* afin que les frais spéciaux de raccordement à un réseau autonome de 5 000 $, lorsque les clients installent des appareils de chauffage électrique des espaces et de l'eau, cessent de s'appliquer aux clients domestiques admissibles au tarif domestique biénergie – Réseau d'Inukjuak, à partir du 1er avril 2020.

[93] Il est également proposé d'abroger le PUEÉ pour la clientèle résidentielle. Une période de transition de sept ans est proposée afin de réduire graduellement la subvention du PUEÉ, qui vise à réduire le prix du combustible à l'équivalent de 70 % du prix de la 2e tranche d'énergie du tarif D.

4.2 POSITION DES INTERVENANTS

FCEI

[94] La FCEI note que le tarif résidentiel proposé se distingue principalement du tarif DN par un prix de la 2e tranche d'énergie significativement plus faible. La FCEI se questionne sur la méthode de fixation du prix de la 2e tranche du tarif domestique biénergie – Réseau d'Inukjuak.

[95] Elle note que deux problématiques sont en opposition à cet égard. La recherche d'un prix de l'électricité suffisamment élevé pour dissuader le chauffage d'appoint électrique lorsque le système de chauffage principal a basculé au mazout et la recherche d'un prix suffisamment faible pour assurer la conversion :

> « *Tout comme le Distributeur, la FCEI estime qu'un prix de l'électricité qui produit un coût du chauffage à l'électricité équivalent au coût de chauffage au*

[51] Pièce B-0006, p. 9.

> *mazout rencontre ces deux objectifs. Cependant, la proposition du Distributeur ne garantit cet équilibre qu'immédiatement après le début des livraisons (et encore seulement si le prix du mazout est stable lors des deux années précédentes). En effet, il est possible que le chauffage au mazout devienne plus économique dans les années subséquentes, entraînant un potentiel problème de chauffage électrique d'appoint* »[52].

[96] La FCEI suggère un scénario où le prix de la 2e tranche d'énergie, plutôt que d'être indexé au taux d'inflation, suit plutôt le prix du mazout. Ceci favoriserait toujours la conversion à la biénergie[53].

GRAME

[97] Concernant le seuil de la 1re tranche d'énergie, le GRAME recommande de le hausser comme au tarif DN afin de maintenir la cohérence entre les tarifs et malgré l'impact de 5 M$ à la baisse sur la rentabilité du Projet.

[98] Le GRAME se dit d'accord avec le choix d'une variation annuelle du prix de la 2e tranche d'énergie au tarif biénergie selon l'IPC, soit le même indice utilisé pour l'indexation du prix de l'électricité au Contrat. Une telle approche favorise la stabilité et la prévisibilité du tarif de la 2e tranche, contrairement à des ajustements à la marge pour refléter les variations du prix du mazout. Le GRAME recommande l'approbation de cette proposition.

[99] Par ailleurs, le GRAME trouve que la clause de non-conformité avec les conditions, permettant de facturer toute l'énergie consommée à 41,43 ¢/kWh, soit au prix de la 2e tranche du tarif DN si l'électricité livrée sert au chauffage des espaces pendant une période où le système biénergie est censé fonctionner en mode combustible, est essentielle[54].

[100] En ce qui a trait aux télécommunications et à la stratégie pour le délestage des charges, le GRAME recommande que le recours à une IMA soit retenu, puisque, dans les réponses à la demande de renseignements de la Régie, le Distributeur énonçait qu'elle

---

52 Pièce C-FCEI-0011, p. 9.
53 Pièce A-0022, p. 40.
54 Pièce C-GRAME-0007, p. 17.

pourrait être moins dispendieuse que l'infrastructure cellulaire tout en offrant plus de flexibilité[55].

[101] Le GRAME souligne qu'une telle IMA permettrait de vérifier que l'électricité qui est livrée ne sert pas au chauffage durant les périodes où cela est interdit, et ainsi faciliter l'application de l'article 7.11 sur la non-conformité avec les conditions[56].

SÉ-AQLPA

[102] SÉ-AQLPA recommande d'approuver le tarif d'Inukjuak tel que proposé[57].

UC

[103] L'UC recommande, par souci de cohérence avec le tarif DN, que le seuil de la 1re tranche d'énergie du tarif domestique biénergie – Réseau d'Inukjuak passe à 40 kWh. En ce qui a trait au prix dissuasif, elle recommande que les critères et les procédures que le Distributeur entend mettre en place pour détecter le chauffage électrique en période de restriction soient clarifiés[58].

[104] En audience, l'UC exprime des réserves quant à l'indexation du prix de la 2e tranche d'énergie au tarif biénergie :

> « *Mais pour ce qui est de la fixation des tarifs, selon l'IPC, on a un problème. Hydro nous parle de prévisibilité. C'est bon, c'est le mazout, l'indexation, c'est prévisible. Sauf que la prévisibilité là, ce n'est pas un principe réglementaire reconnu. C'est peut-être intéressant pour certains consommateurs comme les grands industriels, mais ce n'est pas un principe réglementaire reconnu.*
>
> *Ce que l'article 49.7 nous demande, c'est d'avoir des tarifs justes et raisonnables. Alors, l'indexation à l'IPC, surtout qu'il peut y avoir variation des prix du mazout et tout, quand on arrive à la deuxième tranche et son calcul.*

55 Pièce A-0022, p. 182.
56 Pièce A-0022, p. 186.
57 Pièce C-SÉ-AQLPA-0008, p. 27.
58 Pièce C-UC-0007, p. 11 et 12.

> *Nous avons un problème avec cette façon de fixer les tarifs. Et vous déciderez, en fait, nous, on pense que cette façon de livrer, de fixer les tarifs, n'est pas acceptable. Et selon la vérification qu'on a faite aux tarifs d'Hydro-Québec, ce n'est pas quelque chose qui existe dans les tarifs d'Hydro-Québec, à l'heure actuelle* »[59].

4.3 OPINION DE LA RÉGIE

[105] Le tarif DN qui s'applique aux clients résidentiels du Nunavik est structuré pour les inciter à utiliser le mazout pour le chauffage de l'espace et de l'eau grâce à la fixation du prix de la 2e tranche d'énergie au tarif de 41,43 ¢/kWh. Dans le cadre du Projet, afin de tirer un avantage optimal de la ressource hydraulique renouvelable, le but est plutôt d'inciter les clients résidentiels à utiliser l'électricité pour le chauffage de l'eau et pour le chauffage de l'espace en dehors des périodes de restriction. Il faut donc ajuster le prix de la 2e tranche d'énergie.

[106] La Régie constate qu'à l'exception du prix de la 2e tranche d'énergie, la structure du tarif proposé n'est contestée par aucun des intervenants s'étant prononcés sur la question. Ainsi, tel que proposé par le Distributeur, les frais d'accès au réseau, le seuil de la 1re tranche porté à 40 kWh/jour à la suite de la décision D-2019-130, ainsi que le prix de la 1re tranche d'énergie et son évolution demeurent identiques à ceux du tarif DN.

---

59 Pièce A-0022, p. 195 et 196.

TABLEAU 2
STRUCTURE DU TARIF PROPOSÉ
(ILLUSTRATION À L'ANNÉE 2019)

Composantes tarifaires	Tarif DN	Tarif proposé
Frais d'accès au réseau (¢/jour)	40,64	40,64
Seuil de la 1re tranche d'énergie (kWh/jour)	40	40
Prix de l'énergie - 1re tranche (¢/kWh)	6,08	6,08
Prix de l'énergie - reste de la consommation (¢/kWh)	41,43	19,43 [1]
Prix de l'énergie si chauffage électrique en périodes de restriction (¢/kWh)	-	41,43
Prime de puissance ($/kW) - au-delà de 50 kW [2]	6,21	6,21

[1] Prix équivalent à la moyenne du prix du mazout au Nunavik des saisons 2017-2018 et 2018-2019 duquel les taxes de vente ont été soustraites, considérant un taux d'efficacité de 75 % et des valeurs calorifiques de 37,5 MJ/litre (mazout) et de 3,6 MJ/kWh (électricité).Source pour le prix du mazout : Régie de l'énergie, Relevé hebdomadaire des prix du mazout léger, semaine du 24 juin 2019.

[2] Aucun client domestique à Inukjuak n'est facturé en puissance.

Sources : Pièces B-0006, p. 9 et B-0045, p. 6.

[107] En fixant le prix de la 2e tranche d'énergie à l'équivalent du prix du mazout léger des deux années précédant la mise en service de la Centrale hydroélectrique, le Distributeur affirme que le tarif proposé est globalement avantageux pour les clients résidentiels, puisqu'il permet de réduire d'environ 30 % les coûts de chauffage sur une période de 40 ans, en tenant compte d'un seuil de 1re tranche d'énergie de 40 kWh/jour à plus faible prix.

[108] La FCEI questionne le fait que cet avantage repose sur un équilibre entre le prix du mazout et celui de la 2e tranche d'énergie qui n'est garanti qu'immédiatement après le début des livraisons d'électricité. Il est en effet possible que le chauffage au mazout devienne plus économique dans les années subséquentes si le prix du mazout devait chuter. Aussi, la FCEI suggère que le prix de la 2e tranche d'énergie suive le prix du mazout plutôt que d'être indexé au taux d'inflation.

[109] L'UC exprime également des réserves quant à l'indexation du prix de la 2e tranche d'énergie. Un tel processus de fixation des tarifs ne permettra pas, selon elle, de s'assurer, conformément au 7e alinéa de l'article 49 de la Loi, que les tarifs sont justes et raisonnables.

[110] En réplique, le Distributeur souligne que ce n'est pas l'entièreté du tarif qui évolue selon l'IPC, mais seulement le prix de la 2e tranche d'énergie. De plus, il souligne que le

Contrat évolue également en fonction de l'inflation. Ainsi, cette évolution du tarif suit donc de près l'évolution des coûts du Distributeur [60].

[111] Par ailleurs, la Régie a questionné le Distributeur quant à la possibilité que des ajustements ponctuels du prix de la 2e tranche d'énergie puissent s'imposer advenant que le prix du mazout baisse de façon marquée durant une année. Bien que le Distributeur qualifie de peu probable l'hypothèse d'une chute du prix du mazout, il ajoute que le Projet a été conçu de manière à procurer des gains à toutes les parties impliquées, incluant la clientèle :

> « *Ainsi, advenant un écart important et persistant entre le prix de la 2e tranche d'énergie du tarif proposé et le prix équivalent du mazout qui compromettrait cet équilibre, le Distributeur pourrait demander une modification du prix de la 2e tranche* »[61].

[112] Questionné par le GRAME sur l'établissement d'un seuil qui pourrait entraîner une telle modification du prix de la 2e tranche, le Distributeur précise qu'il n'y a pas de seuil :

> « *Selon la situation, donc on évaluera les meilleurs moyens là pour rectifier la situation parce que on n'a pas intérêt, de notre côté, à perdre des revenus. On veut... comme on le disait tout à l'heure, le dossier, c'est un équilibre là avec des gains pour l'ensemble des parties prenantes. Donc, on n'a pas intérêt à se décrocher de la situation de façon trop importante. C'est quelque chose, donc, qui n'est pas persistant, effectivement. On n'ira pas, à chaque fois là, vouloir faire des changements. Donc, je reviens à ce que je disais, dépendant de la situation, donc on avisera* »[62]. [nous soulignons]

[113] La Régie constate que la rentabilité du Projet est largement tributaire des revenus additionnels générés pour la consommation liée au chauffage des espaces et de l'eau, cette consommation additionnelle étant facturée en grande partie au prix de la 2e tranche d'énergie, laquelle est soumise à une procédure d'indexation sur toute la durée du Contrat.

---

60 Pièce A-0023, p. 108.
61 Pièce B-0036, p. 4 et 5.
62 Pièce A-0021, p. 108 et 109.

[114] **En conséquence, la Régie accepte le processus de fixation du prix de la 2e tranche d'énergie, tel que proposé par le Distributeur.**

[115] **Par ailleurs, elle retient que si, après la fixation du prix de la 2e tranche d'énergie en décembre 2022, il y avait décrochage entre le prix du mazout et le prix du tarif biénergie - Réseau Inukjuak en raison d'une baisse prononcée du prix du pétrole, le Distributeur pourrait lui demander une modification du prix de la 2e tranche d'énergie, soit permanente, soit ponctuelle à travers un cavalier, selon des circonstances qui se présenteront alors.**

[116] De plus, le prix de la 2e tranche d'énergie au tarif DN, soit le tarif de 41,43 ¢/kWh, s'appliquera à toute l'énergie consommée si, en période de restriction, l'électricité livrée sert au chauffage des espaces alors que le système biénergie est censé fonctionner en mode combustible. L'application de cette composante est précisée à l'article 7.11 *Non-conformité avec les conditions* du texte du tarif.

[117] Selon le Distributeur, ce prix dissuasif permet de refléter le signal de prix de long terme et inciter la clientèle à faire les bons choix énergétiques. Comme la Centrale hydroélectrique n'est pas en mesure de combler tous les besoins de chauffage à Inukjuak, le signal de prix de long terme demeure celui associé à la production d'électricité à partir d'une centrale thermique[63].

[118] Quant à la possibilité d'appliquer un prix dissuasif différent à Inukjuak, le Distributeur précise :

> « *Considérant que, d'une part, la production d'électricité demeure à la marge de source thermique* […] *et que, d'autre part, le coût marginal de la production thermique est sensiblement le même peu importe le réseau autonome au nord du 53e parallèle, il ne serait pas équitable d'appliquer aux clients résidentiels d'Inukjuak un prix dissuasif différent de celui applicable ailleurs au Nunavik* »[64].

[119] Dans son analyse économique, le Distributeur a considéré la construction d'infrastructures cellulaires pour le télécontrôle de la biénergie. En réponse à la Régie, il affirme toutefois évaluer « *différents* *<u>scénarios alternatifs susceptibles d'être moins</u>*

---

63 Pièce B-0019, p. 17.
64 Pièce B-0019, p. 19.

dispendieux et d'offrir plus de flexibilité, dont par exemple le recours à une infrastructure de mesurage avancé »[65].[nous soulignons]

[120] Le GRAME recommande le recours à une IMA qui permettrait, notamment, d'appliquer la clause 7.11 de non-conformité aux conditions, puisque les principaux moyens de vérification identifiés par le Distributeur sont l'analyse de la consommation et les inspections des lieux de consommation[66]. En audience, le Distributeur précise :

> « *On parlait tout à l'heure des compteurs IMA. Ce serait une manière de bien... de mieux comprendre. En fait, on aurait des données horaires. Donc, on pourrait analyser les profils de consommation pour évaluer s'il y a des profils inhabituels par rapport à ce qu'on suppose. Donc, ce serait un moyen. Sinon, c'est les moyens usuels dont on dispose notamment par les inspections ou le constat visuel d'une situation* »[67].

[121] Le Distributeur confirme qu'une IMA permet de réaliser des analyses de la consommation plus poussées :

> « *Bien, c'est sûr que l'avantage d'avoir des données horaires puis d'avoir des données de profil permet de faire des analyses statistiques vraiment un petit peu plus poussées pour permettre en effet d'avoir une meilleure confiance dans l'analyse de sensibilité au niveau du chauffage d'appoint. Ça fait que c'est sûr que ça nous permettrait peut-être de faire des analyses un petit peu plus poussées, si on veut* »[68].

[122] En argumentation, le Distributeur affirme considérer différentes solutions :

•

> « *Il y avait différentes solutions qui sont étudiées. La solution avec la technologie cellulaire en est une. La solution avec la technologie IMA en est une également. Chacune va présenter des avantages, des coûts, des délais de réalisation. Ça sera étudié par le Distributeur. Et il y aura un choix de solution qui sera* effectué »[69].

---

65 Pièce B-0019, p. 14.
66 Pièce B-0026, p. 19.
67 Pièce A-0021, p. 103 et 104.
68 Pièce A-0021, p. 105.
69 Pièce A-0022, p. 156 et 157.

[123] La Régie note, en tenant compte des réponses du Distributeur, qu'une IMA possède certains atouts du point de vue des avantages et des coûts. Quant aux délais de réalisation invoqués par le Distributeur, la mise en service prévue dans trois ans, soit en décembre 2022, offre une marge considérable pour son déploiement.

[124] Toutefois, en argumentation, le Distributeur demande à la Régie de ne pas donner suite aux recommandations du GRAME d'exiger ou de privilégier la solution IMA[70]. En réponse à une question de la Régie à savoir si une solution de type IMA permettrait d'appliquer correctement l'article 7.11 du tarif concernant la non-conformité aux conditions, le Distributeur offre une réponse en deux volets.

[125] Il affirme d'abord que « […] *c'est certain que la solution IMA dans sa liste d'avantages va comporter cet avantage-là, oui. Et ça va certainement être un des facteurs qui va être tenu en ligne de compte par le Distributeur pour faire son choix* »[71].

[126] Par ailleurs, le Distributeur affirme toutefois, en deuxième volet de sa réponse :

> « […] *plus on estimerait que le risque de contravention au tarif est élevé, bien, plus cet avantage-là de la solution IMA deviendrait important, mais moins on estime que le risque de contravention tarifaire par les clients est élevé, bien, moins cet avantage-là devient crucial dans l'analyse du dossier* »[72].

[127] Puisque 80 % des abonnements sont gérés par l'OMHK, qu'il n'y a que cinq abonnements privés et que les autres sont gérés par des organismes publics, le Distributeur considère que « […] *ce risque de contravention aux dispositions du tarif n'est pas sur l'écran radar là des risques, des risques probables dans un dossier comme celui-ci* »[73].

[128] Or, le Distributeur affirmait dans sa présentation : « *C'est prévu dans nos modalités aussi que si jamais, il y a du chauffage électrique en période de restriction, toute la consommation serait facturée au prix dissuasif du tarif DN pour assurer là qu'il y a un respect de... de la bonne source utilisée au bon moment finalement* »[74].

---

70 Pièce A-0022, p. 157.
71 Pièce A-0023, p. 129.
72 Pièce A-0023, p. 130.
73 Pièce A-0023, p. 131 et 132.
74 Pièce A-0021, p. 21.

[129] En partant du principe que l'on ne peut contrôler que ce qui est mesuré correctement, la Régie s'interroge sur la capacité d'appliquer un prix dissuasif prévu dans une clause de non-conformité, à défaut de pouvoir observer une non-conformité en temps opportun. En effet, il semble peu probable que l'on puisse détecter d'éventuelles non conformités à travers un cycle de consommation de 60 jours. Une IMA pourrait permettre de l'observer durant une courte période durant laquelle le passage à la combustion au mazout est requise et ne se produit pas.

[130] Si la Régie convient avec le Distributeur que le risque de contravention aux dispositions peut paraître faible, considérant la composition actuelle de la clientèle résidentielle à Inukjuak, rien dans la preuve ne permet de présumer que la composition du parc immobilier, les besoins et les habitudes de la clientèle résidentielle ne changeront pas au cours des 40 prochaines années, soit la durée du Contrat.

[131] **La Régie considère que l'application du prix dissuasif en cas de non-conformité aux conditions du tarif domestique biénergie - Réseau Inukjuak constitue une partie essentielle de la structure tarifaire proposée par le Distributeur. Aussi, le constat et le mesurage de l'effacement, soit le passage en mode combustible, constitue une condition favorisant son application.**

[132] Par ailleurs, de l'avis de la Régie, la conversion des systèmes de chauffage et le remplacement des chauffe-eau par le Fournisseur, en collaboration avec l'OMHK, constitue une occasion unique pouvant faciliter l'installation de compteurs intelligents à Inukjuak.

[133] Une IMA permettrait d'établir des profils de consommation, sur une base horaire ou encore plus fine, et de détecter des profils inhabituels durant les périodes de restriction, tel que reconnu par le Distributeur. Elle permettrait également de mieux mesurer et comprendre la consommation des ménages au Nunavik, une population qui a un profil de consommation qui diffère de celui de la population au sud du 53e parallèle, en raison de facteurs sociaux-économiques, culturels, climatiques ainsi que du plus grand nombre de personnes par ménage, tel que reconnu dans la décision D-2019-130[75].

[134] Dans sa décision D-2019-130, la Régie rappelait l'importance qu'elle accorde depuis de nombreuses années à l'efficacité énergétique dans les réseaux autonomes.

---

[75] Dossier R-4057-2018 Phase 2, décision D-2019-130, p. 16, par. 57.

L'ARK soulignait sa volonté et la nécessité de collaborer avec le Distributeur pour que de réels progrès en efficacité énergétique soient réalisés au Nunavik[76].

[135] **La Régie encourage fortement le Distributeur à considérer qu'une IMA, ou une technologie similaire, permettrait non seulement l'application de l'article 7.11 concernant la non-conformité avec les conditions, mais elle pourrait également fournir une information permettant de mieux comprendre et mesurer le profil de consommation des ménages au Nunavik**. Cette meilleure connaissance pourrait être utile afin de définir et adapter d'autres projets de conversion au Nunavik ainsi que des mesures en efficacité énergétique mieux ciblées pour les ménages qui y habitent.

[136] Par ailleurs, la Régie considère que la stratégie tarifaire proposée pour le nouveau tarif domestique biénergie – Réseau Inukjuak respecte le critère de réduction des coûts d'approvisionnements et contribue à réduire, à terme, le déficit d'exploitation en réseau autonome.

[137] De plus, comme le Distributeur le souligne en argumentation, le tarif proposé est conforme au Contrat et son approbation par la Régie constitue une condition à la validité de ce Contrat.

[138] **Pour l'ensemble de ces motifs, la Régie approuve l'instauration et l'application, à compter du 1er décembre 2022, du Tarif domestique biénergie - Réseau d'Inukjuak, ainsi que la stratégie tarifaire qui y est associée.**

[139] **Afin de permettre la conversion à l'électricité des systèmes de chauffage des espaces ou de l'eau, la Régie approuve également les modifications à l'article 9.7.5 des *Conditions de service*, à compter du 1er avril 2020, afin que cet article cesse de s'appliquer aux abonnements admissibles au Tarif domestique biénergie – Réseau d'Inukjuak avant le début de la conversion des systèmes de chauffage.**

[140] **La Régie demande au Distributeur de déposer, dans leurs versions française et anglaise, les modifications apportées aux textes des *Conditions de service* reflétant la présente décision, sous la forme d'un addenda à paraître pour une entrée en vigueur au 1er avril 2020, au plus tard le 23 janvier 2020, à 12 h.**

---

76 Dossier R-4057-2018 Phase 2, décision D-2019-130, p. 18, par. 68.

Modalités de fixation du Tarif

[141] Le 8 décembre 2019, l'Assemblée nationale du Québec a sanctionné la *Loi visant à simplifier le processus d'établissement des tarifs de distribution d'électricité* (Projet de Loi nº 34). La Régie constate qu'un amendement du Ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles, adopté le 7 décembre 2019, porte sur les dispositions transitoires du Projet de Loi nº 34 et vise le présent dossier. L'article 19[77], tel qu'amendé et adopté, prévoit que :

> « *Les dispositions de la Loi sur Hydro-Québec (chapitre H-5) et de la Loi sur la Régie de l'énergie (chapitre R-6.01) continuent de s'appliquer, telles qu'elles se lisaient avant leurs modifications par la présente loi, aux dossiers R-4045-2018 et R-4091-2019 devant la Régie de l'énergie.*
>
> *Toute décision rendue par la Régie dans ces dossiers modifie l'annexe I de la Loi sur Hydro-Québec en conséquence. Une telle décision contient l'annexe modifiée.*
>
> *La Régie publie à la Gazette officielle du Québec l'annexe modifiée en y indiquant la date à compter de laquelle elle prend effet. À partir de cette publication, le ministre de la Justice assure la mise à jour de l'annexe I dans le Recueil des lois et des règlements du Québec* »[78]. [nous soulignons]

[142] La Régie constate que la disposition transitoire prévoit, dans le cas spécifique du présent dossier, que les dispositions de la Loi et de la Loi sur Hydro-Québec[79] continuent de s'appliquer telles qu'elles se lisaient avant l'entrée en vigueur du Projet de Loi nº 34.

[143] Ainsi, une décision relative à la fixation du nouveau Tarif domestique biénergie - Réseau d'Inukjuak, dans le présent dossier a comme conséquence de modifier l'annexe 1 de la *Loi sur Hydro-Québec*.

---

77 Projet de Loi nº 34, p. 18, dans sa version présentée le 12 juin 2019 à l'Assemblée nationale. Le texte officiel de la *Loi visant à simplifier le processus d'établissement des tarifs de distribution d'électricité,* 2019, chap. 27, demeure à paraître au *Recueil annuel des lois du Québec*

78 Le texte de l'article 19 est reconstitué à partir de l'amendement nº 5 du Projet de Loi 34, adopté le 7 décembre 2019 par l'Assemblée nationale.

79 RLRQ, c. H-5.

[144] Toutefois, la Régie ne peut approuver les textes du nouveau tarif demandé par le Distributeur avant que le prix du mazout léger des deux années précédant la mise en service de la Centrale hydroélectrique, servant à fixer l'équivalence initiale pour le prix de la 2e tranche d'énergie, soit établi.

[145] La Régie conclut qu'elle ne dispose pas de toute l'information nécessaire pour rendre une décision finale sur la fixation du nouveau tarif dont elle approuve l'instauration et l'application, à compter du 1er décembre 2022, ainsi que la stratégie tarifaire qui y est associée.

[146] **En conséquence, constatant la sanction du Projet de Loi nº 34, la Régie demande au Distributeur de préciser, au plus tard le 23 janvier 2020, à 12 h, la procédure qu'il entend suivre pour que la Régie puisse fixer le nouveau Tarif domestique biénergie - Réseau d'Inukjuak et d'amender sa demande, le cas échéant.**

[147] **La Régie réserve sa décision finale quant à la fixation du nouveau Tarif domestique biénergie - Réseau d'Inukjuak applicable au 1er décembre 2022, jusqu'à ce qu'elle reçoive du Distributeur les informations requises par la présente décision.**

[148] Considérant **ce qui précède,**

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE la présente demande;

APPROUVE le contrat d'approvisionnement en électricité conclu avec Innavik Hydro S.E.C.;

DEMANDE au Distributeur de développer une stratégie de valorisation des surplus hydroélectriques dont certains éléments pourraient entrer en vigueur dès le début du contrat d'approvisionnement en 2022;

APPROUVE l'instauration et l'application, à compter du 1er décembre 2022, du Tarif domestique biénergie - Réseau d'Inukjuak, ainsi que la stratégie tarifaire qui y est associée;

APPROUVE les modifications à l'article 9.7.5 des *Conditions de service*, à compter du 1er avril 2020, afin que cet article cesse de s'appliquer aux abonnements admissibles au Tarif domestique biénergie – Réseau d'Inukjuak avant le début de la conversion des systèmes de chauffage;

DEMANDE au Distributeur de déposer, dans leurs versions française et anglaise, les modifications apportées aux textes des *Conditions de service* reflétant la présente décision, sous la forme d'un addenda à paraître pour une entrée en vigueur au 1er avril 2020, **au plus tard le 23 janvier 2020, à 12 h**;

DEMANDE au Distributeur de préciser, **au plus tard le 23 janvier 2020, à 12 h**, la procédure qu'il entend suivre pour que la Régie puisse fixer le nouveau Tarif domestique biénergie - Réseau d'Inukjuak et d'amender sa demande, le cas échéant;

RÉSERVE sa décision finale quant à la fixation du nouveau Tarif domestique biénergie - Réseau d'Inukjuak applicable au 1er décembre 2022, jusqu'à ce qu'elle reçoive du Distributeur les informations requises par la présente décision;

ORDONNE au Distributeur de se conformer à chacune des ordonnances de la présente décision.

François Émond
Régisseur

Louise Rozon
Régisseur

Simon Turmel
Régisseur