

ROÉÉ
Regroupement des organismes environnementaux en énergie

Régie de l'énergie
R-4110-2019

**Hydro-Québec — Demande d'approbation du Plan d'approvisionnement
2020-2029**

2^e volet : Rapport d'analyse sur les réseaux autonomes

par

Bernard Saulnier, Consultant

avec la collaboration de

Bertrand Schepper, Consultant

pour le

Regroupement des organismes environnementaux en énergie
(ROÉÉ)

Le 24 juillet 2020

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION.....	2
3.0 Mise en situation : la « conversion du réseau autonome d’Inukjuak à l’énergie renouvelable » et la décarbonation des réseaux autonomes.....	3
3.1 Sources locales d’électricité renouvelable : Demande nette et adéquation offre-demande, le cas d’Inukjuak	7
3.1.1 Décarbonation des approvisionnements et besoins de chaleur en RA : les atouts d’une Planification intégrée des Ressources, du côté de l’offre et de la demande	9
3.2 Cahier de charges des systèmes de chauffage au regard de la décarbonation des approvisionnement énergétiques et de la sécurité énergétique des résidents des réseaux autonomes.....	11
3.3 Le jumelage éolien-diesel à haute pénétration et l’utilisation de l’électricité excédentaire	12
3.3.1 Contraintes d’exploitation des diesels, frein à la pénétration éolienne des RA : le paradoxe de l’éolien des IDLM VS l’hydraulique d’Inukjuak.....	14
3.4 Valeur de l’énergie verte excédentaire pour le Distributeur et les abonnés des RA	16
3.5 Les sources locales d’énergie renouvelable des Réseaux autonomes ; Tour d’horizon des perspectives technico-économiques de l’éolien, de l’hydraulique, du PV et des microréseaux	19
Sommaire des recommandations sur les réseaux autonomes	26

INTRODUCTION

Le 1er novembre 2019, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité demande à la Régie de l'énergie d'approuver son plan d'approvisionnement 2020-2029.

Le 22 novembre 2019, la Régie rend sa décision procédurale D-2019-157¹. Par cette décision, elle demande la demanderesse de faire paraître un avis public dans certains quotidiens et donne des instructions en ce qui a trait aux demandes d'intervention devant être déposées par les personnes intéressées à participer à l'examen du dossier.

Conformément à la décision D-2019-157, le 13 décembre 2019 Hydro-Québec dépose un complément de preuve sur la portion de ses opérations de distribution qu'elle coiffe du nom « filiale Hilo »². Le 16 décembre 2019, Hydro-Québec annonce une preuve complémentaire sur les coûts évités pour les heures de plus grande charge, qu'il dépose le 30 janvier 2020³.

Le 6 décembre 2019, le ROEÉ dépose sa demande d'intervention dans le présent dossier⁴. Cette demande est accueillie par la Régie dans sa décision D-2020-018⁵.

Le 2 avril 2020, le ROEÉ dépose ses demandes de renseignement (DDR)⁶ qui seront répondues le 4 mai 2020⁷.

Le 7 mai 2020, le ROEÉ dépose des contestations à certaines de ces DDR⁸.

Le 8 mai le ROEÉ dépose les engagements de confidentialité lui permettant d'examiner les parts de la preuve sous pli confidentiel⁹.

Dans la présent volet de sa preuve, le ROEÉ entend décrire quelques aspects de la planification de l'exploitation des réseaux autonomes. Ces aspects concernent la fiabilité, la sécurité d'approvisionnement, les coûts, l'impact environnemental et social, mais aussi les scénarios de conversion élaborés.

La preuve du ROEÉ sur les réseaux autonomes porte donc sur le cadre de référence technico-économique générique qui doit présider à la décarbonation de l'infrastructure

¹ Décision [D-2019-157](#).

² Pièce [B-0017](#), HQD-4, doc. 1.

³ Pièce [B-0018](#).

⁴ Pièce [C-ROEÉ-0002](#).

⁵ Décision [D-2020-018](#).

⁶ Pièce [C-ROEÉ-0007](#).

⁷ Pièces B-0047, B-0060, B-0061, B-0062, B-0063

⁸ Pièce [C-ROEÉ-0008](#).

⁹ Pièces [C-ROEÉ-0009](#) et [C-ROEÉ-0010](#).

énergétique des RA. Pour ce faire, le ROÉÉ soumet qu'il est nécessaire de définir un cadre conceptuel générique applicable à l'ensemble des réseaux autonomes, définissant une sorte de cahier de charges des technologies qui, du côté de l'offre et de la demande, permettent d'atteindre par leurs caractéristiques propres d'importantes réductions de consommation de carburants fossiles dans tous les usages énergétiques courants. De telles lignes directrices doivent forcément s'intéresser aux modes d'exploitation de ces technologies, qu'il s'agisse de systèmes de chauffage, de filières de production d'électricité exploitant des sources renouvelables locales, de pratiques d'exploitation du parc de production thermique, de systèmes de télécommande automatisée et des façons d'en maximiser les complémentarités et les synergies de tous ces éléments aux fins du projet de décarbonations recherché.

Ce document se répartit en trois parties: la première décrit les impacts de la décision D-2019-173 sur les réseaux autonomes, la seconde partie élaborera sur l'importance d'un cahier des charges qui garantit la sécurité d'approvisionnement des résidents des réseaux autonomes et la troisième démontrera l'efficacité et la nécessité d'accorder une réelle place aux scénarios de haute pénétration de sources renouvelables comme le jumelage éolien diesel (JED) et le Jumelage Hydro-Diesel (JHD) en réseau autonome.

3.0 Mise en situation : la « conversion du réseau autonome d'Inukjuak à l'énergie renouvelable » et la décarbonation des réseaux autonomes

Avec la décision D-2019-173 sur le fond de la « Demande relative à la conversion du réseau autonome d'Inukjuak à l'énergie renouvelable » de la Régie dans le dossier R-4091-2019¹⁰, Inukjuak deviendra en décembre 2022 le tout premier réseau autonome à exploiter au Québec une haute pénétration d'énergie renouvelable locale. Selon le ROÉÉ, nous pouvons nous inspirer de cette décision pour établir un nouveau cadre de référence générique pour la planification du virage énergétique de chacun des réseaux autonomes du Québec.

Selon le ROÉÉ, par cette décision, l'apport de production renouvelable locale dans un réseau électrique se voit reconnaître dans les réseaux autonomes (RA) une priorité implicite d'utilisation sur toute source d'énergie fossile ; cela en permettant désormais la prise en compte, au stade de la planification des investissements, de tous les besoins énergétiques de la communauté. Ceci inclut ceux associés au chauffage de l'eau et des espaces, mais aussi au transport, au dessalement de l'eau de mer, ainsi que la nécessité d'avoir la flexibilité requise pour faciliter l'équilibre dynamique offre-demande en réseau

¹⁰ R-4091-2019, [D-2019-173](#).

autonome à court comme à long terme avec des sources locales d'électricité renouvelables.

Dans cette décision du 17 décembre 2019¹¹, la Régie a transformé radicalement le cadre de planification traditionnel associé au paradigme de la production centralisée unidirectionnelle Production>Transport>Distribution qui continue de prévaloir chez Hydro-Québec dans tous les autres réseaux autonomes, en reconnaissant la nécessité de prioriser l'utilisation de l'énergie rendue disponible (ÉRD) par des sources d'électricité renouvelable locales.

La notion de priorisation du carburant gratuit des sources renouvelables dans l'objectif de décarbonation des réseaux autonomes constitue la base de l'exploitation technico-économique de l'entente contractuelle entre HQ et Pituvik-Innergex, comme le démontre le tableau 3.1¹². La transformation de l'infrastructure énergétique d'Inukjuak que permettra la mise en service de fortes capacités de production d'énergie renouvelable locale force désormais l'examen statutaire de tels scénarios d'approvisionnement énergétique pour tous les réseaux autonomes desservis par le Distributeur en vue d'une optimisation technico-économique des investissements impliqués.

La sécurité énergétique à long terme des communautés vivant en réseau autonome implique dès lors une priorisation conséquente des approvisionnements énergétiques provenant de sources renouvelables locales puisqu'il s'agit du premier vecteur de planification économique robuste d'une infrastructure énergétique décarbonée pour les réseaux autonomes à courts, moyens, et longs termes. La nouvelle réalité opérationnelle que définit le système énergétique d'Inukjuak doit guider la planification stratégique du Distributeur désormais dans les RA comme dans le Réseau principal.

Cette nouvelle définition doit également se traduire par des pratiques d'exploitation qui font des notions *d'énergie excédentaire*, *de demande nette*, *d'adéquation offre-demande* et celle de *réserve de source renouvelable* les nouveaux indicateurs de la capacité d'une infrastructure énergétique locale à assurer en tout temps l'équilibre offre-demande. Notamment, cela évite de confiner la flexibilité du système aux seules capacités de production thermique en service, de manière à réaliser d'importantes réductions de consommation de carburant à la fois pour les besoins de base et les besoins de chauffage.

Le système de jumelage hydraulique diesel à haute pénétration (JHDHP) qui sera en exploitation à Inukjuak en 2022 constitue une première pour les RA du Québec à cet égard. Le projet Innalik révèle l'importance d'une caractérisation détaillée des filières locales de source renouvelables et des équipements de consommation d'énergie dans la conception d'infrastructures énergétiques locales en vue de minimiser la consommation

¹¹ *Ibid.*

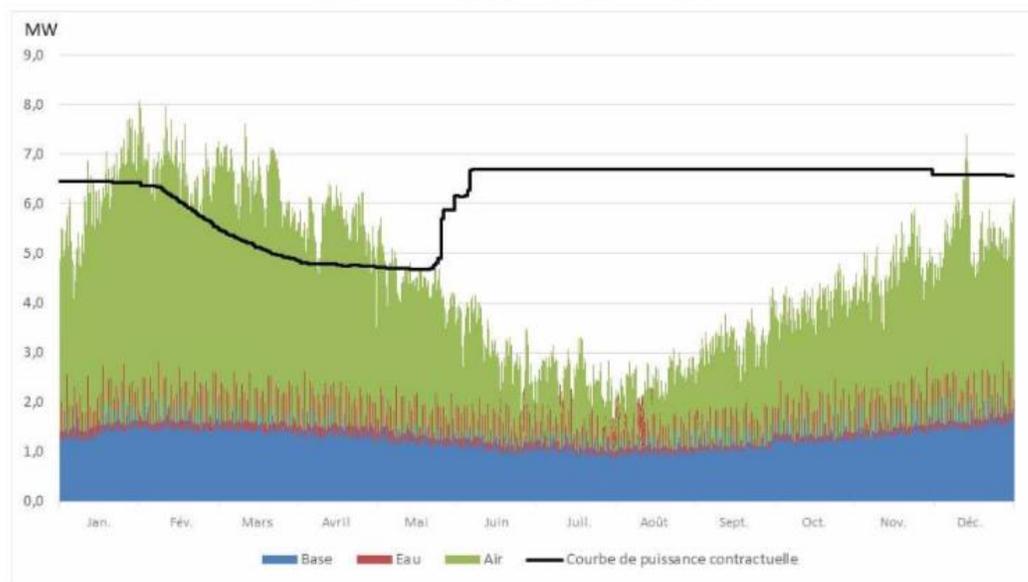
¹² Voir aussi la décision [D-2019-173](#), en particulier au par. 77.

de carburants fossiles dans tous les réseaux autonomes en priorisant notamment l'utilisation de l'énergie renouvelable ; cette caractérisation devient le déterminant d'une révision des critères d'exploitation traditionnelle nécessaire pour attendre l'objectif de décarbonation des RA.

La Figure 3.1 est tirée de la « Demande relative à la conversion du réseau autonome d'Inukjuak à l'énergie renouvelable » du Distributeur. Elle montre les besoins d'électricité de la communauté d'Inukjuak prévus en 2030 (base, chauffage de l'eau et chauffage des édifices et résidences) de même que les caractéristiques de la Production contractuelle du projet hydroélectrique au fil-de-l'eau Innavik qui s'appliqueront pour toute la durée du contrat signé entre HQ et Pituvik-Innergex à Inukjuak.

Figure 3.1 : Répartition des besoins en énergie prévue en 2030 et courbe de puissance contractuelle au contrat pour la production hydroélectrique de la centrale Innavik à Inukjuak, entre HQD et Pituvik-Innergex telle que déposée au dossier R-4091-2019

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



Sources : R-4091-2019, B-0004, 2019_06_28, Figure 2, p. 10

Les 8760 valeurs qui déterminent la Puissance contractuelle que la centrale hydroélectrique au fil de l'eau d'Inukjuak¹³ devra livrer à chaque heure de chaque année l'assimilent en réalité à une centrale exploitée comme équipement de production en base et qui ne fait pas partie des moyens de gestion infra-horaire de l'exploitant pour équilibrer les variations de la demande nette du réseau à aucun moment de l'année. Quant aux

¹³ R-4091-2019, B-0004, HQD-1, doc. 1, p. 9.

cycles annuels des apports hydrauliques de la centrale par rapport à celui des besoins énergétiques de la communauté, leurs enveloppes des courbes montrent clairement qu'une centrale avec réservoir aurait permis avec les mêmes apports hydriques de couvrir la quasi-totalité des besoins annuels en énergie et en puissance de la communauté (les besoins associés au chauffage de l'eau et des espaces s'intégrant en bonne partie aux besoins dits «de base» des RA). Il est important de noter que la part des besoins de chauffage de la communauté d'Inukjuak représente une forte proportion des besoins énergétiques totaux de la communauté comme l'indique sur la Figure 3.1 la répartition des besoins en énergie prévus en 2030 Inukjuak. Cette répartition est une caractéristique qui s'applique à tous les RA du Nunavik et elle vaut également pour tous les RA y inclus à Anticosti et pour les îles de la Madeleine. Le chauffage des espaces constitue ainsi un compte d'approvisionnement qui doit être considéré dans l'élaboration des scénarios de décarbonation exploitant les sources renouvelables locales d'électricité.

Le projet Innavik à Inukjuak constitue *de facto* un scénario générique de haute pénétration d'une source d'énergie renouvelable démontrant clairement qu'une portion significative des besoins de chaleur des communautés peut être alimentée par les sources d'électricité renouvelable qui s'intégreront aux réseaux autonomes à court terme comme à long terme.

Dans le dossier d'Inukjuak, toujours dans sa décision D-2019-173 sur le fond, la Régie reconnaît explicitement l'importance pour le Distributeur de mettre en valeur l'énergie renouvelable excédentaire.

« [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. »¹⁴

L'objectif d'Hydro-Québec de réduire massivement la dépendance des communautés des réseaux autonomes aux carburants fossiles coûteux et polluants nécessite logiquement de prioriser le fait que l'électricité excédentaire de source renouvelable locale représente un coût d'opportunité inférieur à celui de la combustion directe d'huile à chauffage pour les abonnés des réseaux autonomes dans toute la gamme de leurs besoins d'énergie. Il s'agit donc d'un critère d'exploitation qui doit désormais guider le planificateur dans la conception des réseaux autonomes. Le système hydro-diesel d'Inukjuak, entre autres, appartient à la catégorie des systèmes à haute pénétration d'électricité de sources renouvelables locales qui permettent d'importantes réductions de consommation de carburant en RA.

¹⁴ R-4091-2019, [D-2019-173](#), p. 22 et 23 ; par. 77.

3.1 Sources locales d'électricité renouvelable : Demande nette et adéquation offre-demande, le cas d'Inukjuak

Malgré l'expression générique « énergie renouvelable » qui figurait dans l'intitulé de la demande de conversion du réseau d'Inukjuak déposée par le Distributeur à la Régie dans sa demande d'autorisation en 2019, seul un scénario de centrale hydraulique au fil-de-l'eau a été comparé au scénario de statu quo (centrale thermique) dans ce dossier R-4091-2019. Le ROEÉ estime que la comparaison avec un scénario d'approvisionnement éolien à Inukjuak aurait permis de discuter de l'importance des caractéristiques d'apport des filières de production d'électricité dans l'optimisation d'un investissement de production renouvelable locale, notamment au chapitre de l'adéquation offre-demande dans la décarbonation des réseaux autonomes. Le ROEÉ est d'avis qu'une alternative éolienne à Inukjuak était susceptible d'offrir, à un coût de ressources moindre, un service équivalent à celui que fournira la Puissance contractuelle de la centrale au fil-de-l'eau d'Inukjuak¹⁵.

La production éolienne de proximité et la demande de chauffage sont toujours très fortement corrélées durant la saison froide. Ainsi, les pertes thermiques des habitations causées par le facteur de refroidissement éolien trouvent dans la production éolienne locale du moment un apport énergétique qui réduit en temps réel les besoins additionnels de chauffage requis par les pertes thermiques associées à la présence du vent. La caractérisation de l'adéquation offre-demande à cet égard interpelle une notion importante dans l'analyse des scénarios de décarbonation énergétique : la *demande nette*. Un extrait d'un rapport public d'Hydro-Québec décrit en quoi la demande nette participe utilement à la planification de l'adéquation offre-demande dans les besoins d'approvisionnement d'un réseau électrique :

« [...] Ainsi, quant à la fiabilité en puissance et en énergie à long terme, l'éolien participe donc définitivement à l'offre devant supporter la demande, un approvisionnement en bonne et due forme, dont il faut bien établir l'apport attendu. D'autre part, vue par le reste du système électrique, à court terme la production éolienne se “transforme” en demande négative (la note de bas de page 1 précise : Vue par les autres moyens de production, l'éolien peut être considéré comme diminuant le demande effective. Le reste du système supporte alors la “demande nette” : demande moins éolien), requérant au passage de la part de la production hydroélectrique un service inhabituel pour soutenir un moyen de production, mais que les centrales hydroélectriques donnent d'emblée pour supporter la charge fluctuante : l'équilibrage »¹⁶.

¹⁵ Pour plus d'information voir notamment : R-4091-2019, [C-ROEÉ-0011](#), *Rapport d'analyse*, p. 13 à 16

¹⁶ Forcione, A. & al., Bilan de l'intégration de l'éolien au système électrique québécois à la fin 2015, HQ-IREQ 2016 0059, mai 2016, « Sommaire de Direction », p. vii.

Lors de l'audience de la Régie sur la demande de conversion d'Inukjuak à l'énergie renouvelable, Hydro-Québec a indiqué que le facteur d'utilisation de la centrale au fil-de-l'eau était de 85 %¹⁷. Cependant, puisque l'absence de réservoir hydraulique du projet Innavik à Inukjuak se traduit par une succession de 8760 valeurs horaires de Puissance contractuelle, invariable et établie à l'avance pour chaque année de la durée du contrat, cette centrale hydroélectrique au fil-de-l'eau présente des limitations importantes en termes d'utilisation réelle de toute sa production annuelle¹⁸. Le profil annuel des besoins en énergie prévu en 2030 à Inukjuak montre un maximum de 8 MW vers la fin janvier et un creux d'environ 2 MW en juillet-août, alors que la production contractuelle fixée par HQ montre une diminution de 6,4 à 4,6 MW en hiver et un niveau constant de 6,7 MW en été (voir Figure 3.1). Ce déphasage de plusieurs mois entre le profil saisonnier de la courbe des besoins énergétiques 2030 de la communauté d'Inukjuak et celui de la puissance hydroélectrique contractuelle a comme résultat que d'une part, plus de 40 % de la production hydroélectrique reste inutilisée ou rejetée entre juin et novembre alors que, d'autre part, la centrale ne peut assurer les besoins énergétiques de pointe de la communauté pendant pratiquement 4 mois de la saison hivernale.

Le mode d'exploitation de la production hydroélectrique à Inukjuak étant celui d'un actif de production renouvelable exploité comme une centrale de base, cette centrale ne peut fournir un service d'équilibrage dynamique de la demande d'électricité pendant une grande partie de la saison froide. La conception du système à Inukjuak suggère que l'équilibrage de la demande d'électricité en hiver se trouvera implicitement assuré par les groupes de la centrale thermique, selon un niveau de production d'électricité coordonné avec le délestage de charges électriques télécommandé. Pendant la période estivale, en raison du faible niveau de la demande, c'est le délestage télécommandé des charges électriques qui assurera au besoin l'équilibrage dynamique à partir d'une production hydroélectrique exploitée à puissance horaire fixe, et le plus souvent inférieur à 50 % de sa capacité de production nominale durant cette période.

Avec un peu plus de 25 % de sa production annuelle rejetée en 2030, il est permis de considérer que l'efficacité d'allocation des ressources consacrées au projet Innavik est sous-optimale. Le ROEÉ observe que la filière éolienne présente des caractéristiques de modularité et d'adéquation offre-demande nettement plus intéressantes, et qu'à travers la notion de demande nette et une priorisation d'usage de l'énergie excédentaire, elle offrirait plus de flexibilité d'intégration et de capitalisation à moindre coût.

Au regard de la Figure 3.1 présentée plus haut, le ROEÉ soumet respectueusement à la Régie que, pour la saison hivernale seulement, l'ajout d'une capacité de production éolienne de 2 MW à Inukjuak permettrait au Distributeur de réaliser, en propre, un potentiel supplémentaire d'économie de plusieurs centaines de milliers de litres de

¹⁷ R-4091-2019, [A-0021](#), pp 142 et 143.

¹⁸ [B-0004](#), HQD-1, doc. 1, Figure 2, p.10

carburant diesel de consommation de sa centrale thermique, et ce à un coût de revient inférieur à la production qu'elle achète du projet Innavik¹⁹. De l'avis du ROÉÉ, la croissance prévue de la demande d'Inukjuak sous contrainte de décarbonation à l'horizon 2064 suggère déjà l'examen par Hydro-Québec d'un scénario JED complémentaire à Inukjuak bien avant l'expiration du contrat entre le Fournisseur et Hydro-Québec.

C'est pourquoi le ROÉÉ recommande à la Régie de demander un examen par Hydro-Québec d'un scénario JED à Inukjuak avant l'expiration du contrat entre le Fournisseur et Hydro-Québec. (Recommandation 2-3.1)

3.1.1 Décarbonation des approvisionnements et besoins de chaleur en RA : les atouts d'une Planification intégrée des Ressources, du côté de l'offre et de la demande

Dans son « État d'avancement 2018 du Plan d'approvisionnement 2017-2026 » aux p. 14 à 16, Hydro-Québec faisait état de ses interventions en gestion de la demande en puissance. Hydro-Québec énumère le bienfaits sur la diminution des besoins en puissance que permet l'effacement en pointe associé aux interventions en économie d'énergie, ainsi que l'effacement lié à la biénergie résidentielle²⁰. C'est pourquoi Hydro-Québec veut saisir les opportunités de la gestion de pointe et de favoriser les technologies de domotique et d'efficacité énergétique²¹.

Dans sa planification du Plan d'approvisionnement des Réseaux autonome, rien n'interdit au Distributeur l'usage de ces moyens de planification et d'exploitation applicables à la gestion des ressources de l'offre et de la demande, en énergie et en puissance des RA. S'y ajoute également la perspective d'exploiter l'électricité renouvelable excédentaire typique des scénarios de pénétration des sources renouvelables dans les réseaux électriques. L'électricité excédentaire invite, en effet, à accélérer la mise en œuvre d'un plan de décarbonation massive des RA en permettant au chauffage électrique (principalement fourni par des actifs de production renouvelable locale de se substituer au carburant diesel à travers des technologies de chauffage commandées par l'exploitant. Cela renforce considérablement le potentiel de déploiement d'électricité renouvelable locale

¹⁹ Ajoutons que la Décision de la Régie D-2019-173 permet de calculer un coût de revient du kWh (énergie et puissance) de 20,23 ¢ ents/kWh en 2022 \$, au moment des livraisons. Voir : R-4091-2019, D-2019-173, parag 17 et 18

²⁰ HQD, État d'avancement 2018 du Plan d'approvisionnement 2017-2026, 2018-11-01, p.14 à 16, en ligne, http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2017-140_PlanAppro2017-2026/HQD_SuiviPlanAppro2017-2026_1nov2018.pdf.

²¹ Incluant la gestion de pointe avec l'utilisation d'accumulation thermique. Voir : HQD, État d'avancement 2018 du Plan d'approvisionnement 2017-2026, 2018-11-01, p.14 à 16, en ligne, http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2017-140_PlanAppro2017-2026/HQD_SuiviPlanAppro2017-2026_1nov2018.pdf

dans les réseaux. De plus, l'équilibre offre-demande s'ouvre alors, en tout temps, sur des moyens de gestion qui ne sont plus soumis ni dictés exclusivement par les contraintes opérationnelles traditionnelles des capacités de production thermique disponibles (le critère de charge minimum des diesels notamment) puisqu'en présence d'électricité excédentaire, l'exploitant dispose en quelque sorte d'une réserve opérationnelle de puissance commandable à court terme. Ces perspectives constituent, en 2020, le cœur d'une planification rigoureuse du redéploiement de l'infrastructure d'approvisionnement en énergie renouvelable des réseaux autonomes et de son exploitation optimale.

À cet égard, le ROÉÉ considère que les réponses aux questions 2.1 et 2.2 de la demande de renseignement n°1 de la Régie portant sur les stratégies d'exploitation de l'énergie excédentaire par le Distributeur à Inukjuak après la mise en service du projet Innavik confirment que :

- 1) la fourniture de chaleur fait désormais partie intégrante de sa « mission » commerciale de décarbonation de l'infrastructure d'approvisionnement énergétique d'Inukjuak; et
- 2) le Distributeur maîtrise les décisions de gestion automatisée de la réserve opérationnelle d'énergie excédentaire en tant que marge de manœuvre contribuant à la fiabilité du réseau²².

Le ROÉÉ note donc que cette stratégie de valorisation et d'exploitation de l'électricité renouvelable locale excédentaire devrait s'appliquer à la décarbonation des autres réseaux autonomes du Québec au Nunavik et assurément aux IDLM comme à Anticosti.

Ainsi, le Distributeur anticipe des bénéfices nominaux significatifs des ventes d'électricité excédentaire disponible qu'il sera en position d'exploiter à Inukjuak. Le ROÉÉ en retient que l'électricité excédentaire à Inukjuak constitue un moyen de gestion dont le Distributeur reconnaît la valeur à la fois sur les plans opérationnel et tarifaire.

L'objectif de décarbonation massive qui a permis l'investissement d'énergie renouvelable local à Inukjuak impose l'examen rigoureux des mérites technico-économiques de scénarios de mise en valeur des sources renouvelables locales dans tous les réseaux autonomes desservis par le Distributeur.

Le ROÉÉ recommande à la Régie de demander à Hydro-Québec le dépôt d'un plan de décarbonation massive des réseaux autonomes qui considère des investissements visant une forte pénétration d'énergie renouvelable de proximité et qui récompense l'adéquation des caractéristiques de production des filières les plus aptes à une utilisation de l'énergie excédentaire et qui tient compte des besoins de stockage thermique et/ou électrique associés à une sécurité d'approvisionnement à court, moyen et long terme. (recommandation ROÉÉ 2-3.2)

²² R-4091-2019, [B-0019](#), pp. 14-15.

3.2 Cahier de charges des systèmes de chauffage au regard de la décarbonation des approvisionnements énergétiques et de la sécurité énergétique des résidents des réseaux autonomes

Le Plan d’approvisionnement 2020-2029 présente le choix d’Hydro-Québec de remplacer « graduellement » des systèmes de chauffage à l’huile par des plinthes électriques aux IDLM comme s’inscrivant dans une logique naturelle de planification d’un scénario de raccordement des IDLM en 2026. Le ROÉÉ soumet respectueusement à la Régie que la normalisation de la plinthe électrique comme technologie de chauffage des espaces doit être considérée actuellement comme une décision imprudente aux IDLM au regard des risques économiques et financiers que cela implique dans l’éventualité où l’approvisionnement électrique quel qu’il soit deviendrait indisponible durant la saison froide.

En cas de panne d’alimentation électrique de quelque nature que ce soit aux IDLM, la prévalence des plinthes électriques se traduirait par une demande maximale de production pour la centrale thermique de réserve. Même à plein régime, la centrale pourrait ne pas suffire à répondre à la demande de chauffage des plinthes électriques de l’archipel, et ce, pour une période indéterminée. Il est évident que la couverture complète du risque d’une rupture d’approvisionnement dans un tel scénario de chauffage tout-à-l’Électricité (TAÉ) ne saurait passer par l’ajout d’une capacité de production thermique additionnelle à la centrale de réserve puisque la production d’électricité de la centrale thermique signifie la combustion d’au moins deux fois plus de mazout lourd que ce que requiert la combustion directe de carburant fossile dans une fournaise à l’huile pour produire le même service. Cela serait inacceptable de point de vue environnemental.

Pour faire face aux indisponibilités d’alimentation électrique, la prévoyance imposerait plutôt d’effectuer en amont des choix de technologies résilientes comme celles qui permettent l’utilisation d’une source d’appoint temporaire à la résidence en cas de perte d’alimentation électrique.

Par ailleurs, malgré l’abondance de l’offre d’hydroélectricité du projet Innavig, l’Office Municipal d’Habitation Kativik (OMHK) à Inukjuak a normalisé l’utilisation de systèmes biénergie pour le chauffage des habitations de la quasi-totalité des abonnés résidentiels dans cette communauté pour pallier au risque d’indisponibilité de la centrale hydroélectrique ou thermique durant la saison froide. La flexibilité du système biénergie offre certainement une assise de sécurité énergétique robuste aux résidents d’Inukjuak en toutes circonstances, tout en garantissant que les objectifs de décarbonation massive des réseaux autonomes visent d’abord à réduire l’usage des carburants fossiles pour le chauffage des espaces aux situations d’appoint où l’électricité renouvelable, de quelque source qu’elle soit, serait indisponible, quelle qu’en soit la raison. Un stockage thermique à la résidence peut également être assimilé à une couverture temporaire susceptible à

pallier à une rupture d’approvisionnement renouvelable de quelques jours, mais dans de tels événements la sévérité de l’indisponibilité est par définition imprévisible et un chauffage biénergie (électricité et huile ou propane ou granules de bois, etc.) présente possiblement les plus robustes garanties de sécurité énergétique pour les familles et la communauté qui doivent faire face à des indisponibilités d’approvisionnement électrique prolongées, de quelque nature qu’elles soient.

Le ROÉÉ invite donc la Régie à exiger d’Hydro-Québec qu’elle établisse des lignes directrices explicites visant le remplacement des systèmes de chauffage à l’huile en fin de vie par des systèmes de chauffage (équipés de stockage thermique et préférentiellement biénergie) qui minimisent les conséquences d’une indisponibilité prolongée de l’approvisionnement électrique principal, quel qu’il soit et quelle qu’en soit la cause dans tous les réseaux autonomes du Québec. Ces lignes directrices pourraient faire l’objet d’un appel d’intérêt commercial spécifique. (Recommandation ROÉÉ 2-3.3)

3.3 Le jumelage éolien-diesel à haute pénétration et l’utilisation de l’électricité excédentaire

Déjà en juin 1994, à North Cape, Île-du-Prince-Édouard, Hydro-Québec a franchi l’étape de la démonstration technologique d’un projet de jumelage éolien-diesel à haute pénétration sans stockage (JEDHPSS)²³.

Cette démonstration du JEDHPSS a permis de valider l’hypothèse initiale du projet à l’effet qu’il n’existait pas de limite technique au taux de pénétration éolienne dans un réseau électrique. Ainsi, lorsque les conditions de vent le permettent, il est possible d’éteindre les groupes diesel et d’alimenter toute la demande prioritaire d’électricité du réseau local par la production éolienne en conformité de toutes les exigences d’Hydro-Québec en matière de qualité de l’onde. L’utilisation de l’électricité renouvelable *excédentaire* devient ainsi un puissant vecteur de minimisation des besoins de chauffe.

Il est important de souligner au passage que les charges de chauffage ayant la capacité d’être alimentés en électricité devraient être désignées par le vocable « charges secondaires » pour bien distinguer le fait que le chauffage électrique est commandé ou suspendu en temps réel par l’exploitant du réseau selon les volumes d’électricité renouvelable disponibles et utilisables à cette fin. Il s’agit donc de charges qui sont

²³ Pour la chronologie détaillée du programme de Jumelage éolien-diesel (JED) à Hydro-Québec de 1986 à 2011, voir le rapport d’expertise R-3748-2010-C-RNCREQ-0015, Annexe 1, pp. 48 à 52. Voir aussi : Weis, Tim, Implementation of Wind Energy Projects in the Autonomous Networks and their Coupling With Diesel Powered Generators: Barriers, Solutions and Elements for a Roadmap to Success, ROÉÉ, R-3864-2013, mai 214, en ligne, http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/232/DocPrj/R-3864-2013-C-ROE%c3%89-0044-Preuve-RappExp-2014_05_15.pdf

typiquement exclues des besoins d'électricité dits «de base» dans les RA. Ainsi, Inukjuak deviendra en 2022 le premier réseau autonome du Québec à alimenter en énergie renouvelable locale des besoins de chauffage des espaces jusqu'ici réservés à la combustion d'huile à chauffage qu'assurent normalement en RA des systèmes de combustion d'huile à chauffage coûteuse.

L'utilisation de l'électricité excédentaire par des charges secondaires commandées par une gestion automatisée de cette réserve de puissance constitue donc un moyen concret de maximiser les économies de carburant, à la fois pour les groupes électrogènes de la centrale comme pour les clients équipés de systèmes de chauffage biénergie automatisés, permettant de tirer avantage de la capacité éolienne en service dans les réseaux autonomes lorsque les conditions de production éolienne permettent de dégager une production d'électricité renouvelable excédentaire exploitable. Le carburant coûteux et source importante de GES ainsi économisé demeure disponible, en réserve distribuée chez les abonnés, pour les périodes où les conditions de production renouvelable locales sont moins favorables.

En l'absence de charges électriques susceptibles de l'utiliser pour des besoins de chaleur (eau, espaces pour tous les abonnements du Distributeur d'électricité), il est évident que l'électricité renouvelable excédentaire ne peut être utilisée. Afin de maximiser l'utilisation de l'énergie excédentaire renouvelable locale comme vecteur de décarbonation, il est donc nécessaire d'effectuer un choix avisé des systèmes de chauffage qui permettront de tirer avantage en tout temps de l'électricité excédentaire disponible et qui permettent d'ouvrir la planification des RA à de fortes proportions d'approvisionnement de source renouvelable locale.

Durant la saison de chauffe, la production renouvelable excédentaire représente objectivement une production d'électricité verte que l'exploitant du réseau devrait chercher à mettre en valeur puisqu'elle lui procurerait un avantage économique triplement convergent grâce à :

- a) la vente, en vertu d'un programme « chauffage électrique vert » que mettrait en place Hydro-Québec, de l'électricité éolienne excédentaire à une clientèle équipée d'un équipement de chauffe biénergie et/ou de stockage thermique qui passerait en mode d'alimentation électrique durant les périodes autorisées ; et
- b) par l'économie que la clientèle d'un tel programme ferait elle-même en réduisant sa propre consommation d'huile à chauffage.
- c) Une économie de carburant pour l'électricité que la centrale thermique n'a pas à produire lorsque la production éolienne excédentaire permet d'alimenter en électricité de tels besoins de chauffage;

Ces avantages ne peuvent être réalisés pleinement qu'à travers des critères de priorisation explicites de la valeur de l'électricité excédentaire. À titre d'exemple à l'effet contraire, le ROEÉ on peut évoquer le cas d'un critère élevé de charge minimum d'un groupe diesel qui empêcherait la mise en valeur de l'Électricité Rendue Disponible (ÉRD) par des actifs de source renouvelable locale

Le ROEÉ invite la Régie de l'énergie à valider qu'en regard des objectifs de décarbonation importants qu'affiche Hydro-Québec dans son Plan Stratégique, la caractérisation des fonctionnalités du chauffage électrique décrite par le ROEÉ dans la présente preuve est prudente pour la sécurité et la fiabilité des abonnés des RA ; que cette exigence de prudence impose à Hydro-Québec de redéfinir comme il l'a fait pour Inukjuak, le cadre opérationnel de sa planification de l'exploitation des actifs de production et d'utilisation de l'électricité en RA en privilégiant notamment la mise en valeur à moindre coût d'une forte pénétration de sources renouvelables locales intégrée au réseau électrique thermique actuel dans sa prévision de la demande et des besoins d'investissements des RA. (Recommandation ROEÉ 2-3.4)

3.3.1 Contraintes d'exploitation des diesels, frein à la pénétration éolienne des RA : le paradoxe de l'éolien des IDLM VS l'hydraulique d'Inukjuak

Le ROEÉ rappelle que l'électricité *excédentaire* de source renouvelable à laquelle il réfère dans le présent document représente aussi cette partie de l'ÉRD de la production de source renouvelable locale que certaines normes d'exploitation des groupes électrogènes d'une centrale thermique en RA pourraient rejeter dans des conditions climatiques où elle serait pourtant d'une grande utilité. Ainsi le seuil minimal de production prescrit pour un (des) groupe(s) diesel en service, pourrait avoir pour effet de rejeter des volumes significatifs d'ÉRD par des actifs de production renouvelable locale en saison froide, réduisant le potentiel technico-économique de décarbonation effectif de cette ÉRD pour la communauté à la fois en en volume de carburant et en volume d'émissions de GES.

Ainsi, le ROEÉ estime que le régime minimum d'exploitation prescrit par l'exploitant de la centrale des IDLM confine actuellement la filière éolienne à un rôle mineur dans l'atteinte de l'objectif de décarbonation des RA affiché par Hydro-Québec²⁴ en le limitant au mode « économiseur de carburant » de la centrale. Ce constat se fonde sur les conclusions du « rapport d'expertise » d'Hydro-Québec déposé le 23 mai 2008, en réponse à la question 68 de la demande n°4 de la Régie lors de la Phase 2 de la Demande d'approbation du Plan d'approvisionnement 2008-2017 du Distributeur²⁵ : « De plus, il est à noter que les analyses ne comprennent pas de valorisation de l'énergie excédentaire.

²⁴ Hydro-Québec, *Voir grand avec notre énergie propre : Plan stratégique 2020-2024*, 2019, p.29. en ligne, <http://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/plan-strategique.pdf?v=2019-12-05>

²⁵ R-3648-2007, phase 2, B-68 — HQD-6, doc. 1, annexe 1, p. 16 de 34.

Ceci pourrait faire augmenter la rentabilité des projets. Cet aspect fera l'objet d'une analyse distincte lors de la réalisation des projets pilotes »²⁶.

Le ROEÉ souhaite rappeler que la fixation d'un « critère de régime minimum des diesels » n'est pas technologiquement neutre en matière de décarbonation de l'infrastructure d'approvisionnement énergétique des RA. La détermination du critère de charge minimum des diesels peut clairement constituer une barrière à l'entrée qui empêche le déploiement et la mise en valeur d'une capacité éolienne optimale²⁷ dans un réseau qui prioriserait la substitution du carburant fossile à la centrale comme chez les abonnés par de l'électricité verte produite localement. L'application de normes d'exploitation inutilement restrictives s'inscrit en quelque sorte en contravention du principe de priorisation des sources d'électricité renouvelable locale implicite dans l'autorisation du projet Innavik à Inukjuak (D-2019-173 , R-4091-2019).

En somme, dans la planification d'une décarbonation intensive des Réseaux autonomes, l'examen technico-économique des scénarios doit par nécessité chercher à exploiter au maximum la production excédentaire de l'électricité verte disponible lorsque les conditions économiques d'une telle exploitation se présentent localement. Ainsi, les besoins de chaleur des communautés faisant désormais partie de la planification de l'ingénierie d'exploitation des réseaux autonomes, il importe non seulement de choisir de dispositifs commerciaux de chauffe susceptibles de garantir en toutes circonstances que ces besoins de base seront satisfaits à court terme comme à long terme. En effet, il faut aussi s'assurer que les caractéristiques de production de la centrale thermique ne conduisent pas à rejeter d'office la production renouvelable locale qui pourrait être utilisée et contribuer à réduire davantage la consommation de carburant fossile et les émissions de GES de la communauté. Il peut être plus rentable et écologique de favoriser l'énergie renouvelable dans RA.

Considérant que le coût du kWh du projet de la Dune-du-Nord est significativement inférieur au coût évité d'Hydro-Québec aux IDLM (14,15 ¢/kWh vs 22 ¢/kWh²⁸) et que celui du projet Innavik représente un coût de revient de 20 ¢/kWh à la date garantie des livraisons en 2022²⁹, le ROEÉ constate qu'un fossé conceptuel existe manifestement entre ce qui freine l'examen d'un scénario de forte pénétration éolienne aux IDLM alors qu'une forte pénétration d'hydraulique est déjà en phase de déploiement concret à Inukjuak³⁰.

²⁶ « Jumelage éolien-diesel - Mise à jour des VAN optimales pour les réseaux du Nunavik et des Îles-de-la-Madeleine » (Forcione, A. et Delorme, L., E-MMC-2008 — 012, mai 2008,) « B-68 — HQD-6, document (sic) 1 — Réponses à la demande no 4 de la Régie »; B-68 — HQD-6, document 1, annexe 1 », [_annexe1_3648-2_23mai08.pdf.](#), p 6 du rapport, p.16 de 34 du document déposé , en ligne , <http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3648-07/RepDDRHQD3648/B-68HQD-06-01>

²⁷ Ou autre.

²⁸ R-4046-2018, [D-2018-148](#), par. 47

²⁹ D-2019-173, par. 17-18.

³⁰ R-4091-2019, [B-0004](#), Figure 2, p. 10.

Le ROEE soumet donc à l'attention de la Régie qu'un Plan d'approvisionnement décennal visant un objectif de décarbonation massive des Réseaux autonomes doit impérativement refléter dans l'élaboration des scénarios d'approvisionnement énergétique le rôle primordial d'une caractérisation complète des complémentarités et des synergies existant entre les équipements de production et d'utilisation d'électricité verte à privilégier. L'examen rigoureux des caractéristiques techniques et économiques des équipements, tant du côté de l'offre que de la demande, constitue une exigence fondamentale de l'exercice de planification qui a charge de concevoir l'architecture et l'infrastructure des approvisionnements énergétiques répondant à la réalité des besoins énergétiques décarbonés des Réseaux autonomes à long terme et à la réduction des coûts d'approvisionnements en énergie dans tous les réseaux autonomes. Cette définition recouvre celle à laquelle on réfère couramment depuis plus de 25 ans sous le vocable de la Planification Intégrée des Ressources (PIR).

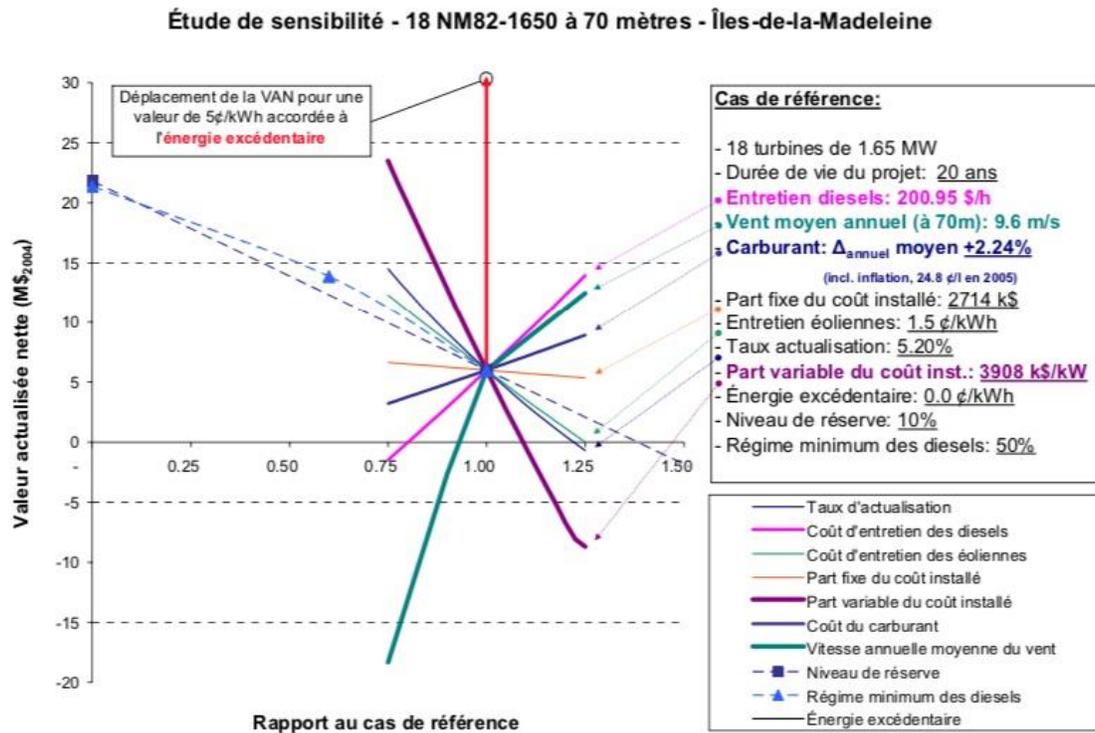
Le ROEE invite donc la Régie à reconnaître la nécessité, pour un cadre de Planification des approvisionnements en énergie renouvelable des Réseaux autonomes, d'établir l'exigence formelle pour Hydro-Québec d'intégrer dans ses pratiques et ses processus l'idée que les investissements consentis doivent s'appuyer sur le potentiel de décarbonation de tous les éléments de l'infrastructure énergétique locale, tant du côté de l'offre que de la demande. (Recommandation ROEE 2-3.5)

Il s'agit tout simplement d'affirmer que l'objectif de décarbonation massive des réseaux autonomes impose désormais au Planificateur l'obligation d'intégrer dans ses lignes directrices la nécessité de reconnaître à la production d'électricité renouvelable mise en service en Réseau autonome une priorité d'exploitation et d'utilisation sur les carburants fossiles actuellement consommés en Réseaux autonomes..

3.4 Valeur de l'énergie verte excédentaire pour le Distributeur et les abonnés des RA

Pour fixer les idées sur l'intérêt d'investissements de haute pénétration de sources renouvelables locales, le ROEE estime utile de rappeler dans la présente preuve des résultats provenant de deux études de sensibilité déposées antérieurement par HQ sur le JEDHP applicable aux RA. Ces études montrent l'intérêt de commercialiser l'électricité excédentaire renouvelable locale dans une analyse de la Valeur Actualisée Nette (VAN) du JEDHP comme scénario de décarbonation des réseaux autonomes. Le ROEE inclut dans sa présente preuve à cet égard les cas du JED pour les réseaux autonomes des IDLM et d'Inukjuak tirés de ces études d'HQ.

Figure 3.2 : Étude de sensibilité 18 NM82-1650 à 70 mètres des IDLM



Sources : Forcione, A., IREQ 2004-217, février 2004, p.40

La Figure 3.2 concernant les IDLM a été déposée en audience par le Distributeur le 8 juin 2005 dans le cadre de l'examen de la Demande d'approbation du Plan d'approvisionnement 2005-2014 du Distributeur³¹.

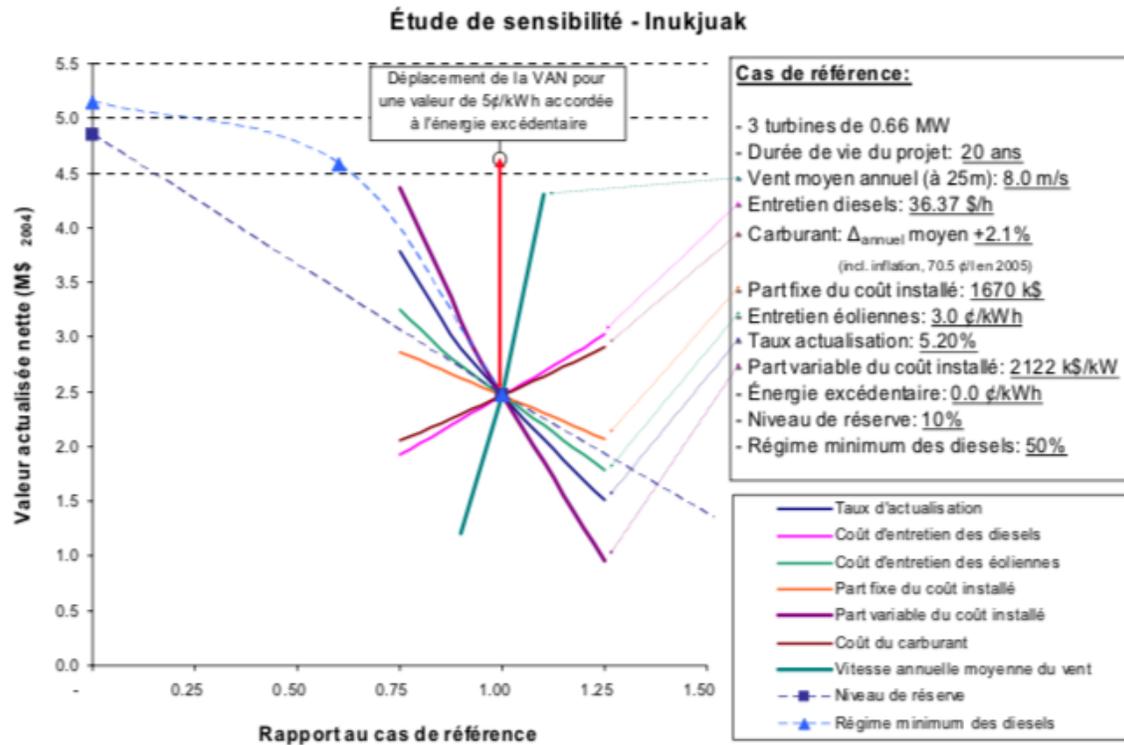
Un scénario JED analogue avait mis en évidence, en 2003, l'intérêt de mettre en valeur l'électricité excédentaire des sources renouvelables locales à Inukjuak comme le montre la figure suivante tirée de la page v du sommaire d'un rapport intitulé « Systèmes jumelés éolien-diesel au Nunavik – Établissement des configurations et VAN optimales pour les quatorze villages – Mise à jour 2004 »³² (ce rapport a été déposé par Hydro-Québec à la Régie de l'énergie le 15 décembre 2004³³) à titre d'Annexe 1 de sa réponse à la question 5.1 de la demande de renseignement n°1 de la Régie.

³¹ R-3550-2004, HQD-4 Document 3, 08 Juin 2005, p.40; http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3550-04/Audi_HQD3550/HQD-4Doc3_3550_08juin05.pdf

³² Forcione, A. et Saulnier, B., IREQ-2003-247C, décembre 2003, 151 p

³³ R-3550-HQD-5, Document 1 – Annexe 1,

Figure 3.3 : Étude de sensibilité – Inukjuak 2003



Source : R-3550-2004, réponse à la question 5.1 de la demande de renseignement #1 de la Régie, en ligne, http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3550-04/RepDemRensHQD/HQD_3550_Annexe1_15dec04.pdf

Le ROÉÉ souligne que dès 2003, la mise en valeur de l'électricité verte *excédentaire* d'un système JED projeté pour les IDLM, en considérant un prix de vente de 5 ¢/kWh pour des usages de chauffe durant les périodes applicables, permettait de hausser la VAN du projet à 30 M\$ comparativement à 5 M\$ pour un « cas de référence » qui ne lui reconnaissait aucune valeur commerciale.

Ces informations ont été portées à la connaissance de la Régie en juin 2005 dans le cadre de la Demande d'approbation du Plan d'approvisionnement 2005-2014 du Distributeur déposé le 1^{er} novembre 2004³⁴. La Régie reconnaissait dans sa décision l'importance de « considérer la valorisation de toute l'énergie disponible d'un système JED dans l'analyse économique des projets » notamment au IDLM et à Inukjuak³⁵

³⁴ Dossier R-3550-2004.

³⁵ Décision [D-2005-178](#), p. 33.

Ces thèmes ont aussi été discutés lors de la phase 2 de l'examen du Dossier de Demande d'approbation du Plan d'approvisionnement 2008-2017³⁶.

Une priorité de production d'électricité aux filières renouvelables locales dont le carburant est gratuit offre ainsi une opportunité de valoriser de façon rentable toute la production d'électricité renouvelable y inclus en vue de réduire la consommation de carburant fossile des besoins de chauffage et contribuer à la décarbonation poussée des réseaux autonomes même dans ce secteur clé des besoins essentiels des communautés isolées. Dans cette vision de la décarbonation, l'implantation d'accumulateurs thermiques commerciaux couplés à des systèmes de chauffage biénergie chez ses abonnés fait donc intrinsèquement partie des moyens de réduction de la consommation de carburant fossile coûteux qui doivent guider la conception d'une infrastructure énergétique des réseaux autonomes qui ouvre des synergies porteuses tant du côté de l'offre que de la demande.

Le ROÉÉ soumet respectueusement à la Régie qu'elle devrait demander à Hydro-Québec d'intégrer efficacement et équitablement à sa planification des investissements en RA les besoins de chaleur de la communauté. (Recommandation ROÉÉ 2-3.6)

3.5 Les sources locales d'énergie renouvelable des Réseaux autonomes ; Tour d'horizon des perspectives technico-économiques de l'éolien, de l'hydraulique, du PV et des microréseaux

En 2020, le seul projet d'exploitation de la ressource éolienne locale en phase d'implantation dans l'ensemble des réseaux autonomes est celui du Parc éolien de la Dune-du-Nord aux IDLM. Ce projet de 6 MW, qui sera mis en service à l'automne 2020 selon l'échéancier actuellement prévu, appartient à la catégorie « économiseur de carburant » et conduira à une réduction de 15 % au maximum de la consommation annuelle de mazout lourd de la centrale de Cap-aux-Meules. Ce projet est le résultat d'un Appel de propositions lancé en octobre 2015 par Hydro-Québec alors que la communauté des IDLM poursuivait son processus de consultation publique sur l'avenir énergétique de l'Archipel.

En juillet 2020, le ROÉÉ constate donc qu'aucun projet d'exploitation de la technologie de jumelage éolien-diesel à haute pénétration (JEDHP), développée par Hydro-Québec en vue de réduire de façon importante la consommation de carburant des réseaux autonomes, n'est actuellement planifié, entamé ou en cours de réalisation chez Hydro-Québec.

³⁶ Voir : ³⁶ R-3648-2007 — Phase II, pièce « B-68-HQD6, document 1 — Réponses à la demande No 4 de la Régie question 6 à 8, http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3648-07/RepDDRHQD3648/B-68-HQD-06-01_3648-2_23mai08.pdf

Le projet Innavik à Inukjuak présente plusieurs caractéristiques opérationnelles qui permettent de l'assimiler d'un point de vue fonctionnel à la catégorie JEDHP par le potentiel de réduction de la consommation annuelle de carburant fossile de la communauté. Cependant, il s'agit d'un projet d'énergie renouvelable dont les caractéristiques d'adéquation offre-demande sont analogues à celle d'une centrale de base dont le profil de production annuelle est déphasé de plus ou moins deux saisons avec la demande d'énergie de la communauté ; cette caractéristique se traduit par le rejet d'un important volume de production d'électricité rendue disponible par le projet et un impact direct sur la rentabilité intrinsèque de l'investissement. Pour la très grande majorité des réseaux autonomes desservis par HQ, les perspectives de développement hydroélectrique local restent par ailleurs limitées puisque les possibilités d'autres centrales au fil de l'eau sont limitées dans ces réseaux, que certains RA ont une faible envergure de besoin énergétique ou que les coûts sont trop élevés.

Parmi les options de réduction du carburant diesel en RA en réseau autonome, il faut bien sûr s'intéresser à la filière du PV. En 2017, « deux champs solaires » d'une capacité nominale totale de 20,4 kW ont été intégrés au réseau. La performance de ce projet PV est suivie par l'IREQ depuis janvier 2018³⁷. Pour fixer les idées sur les besoins d'électricité actuellement à Quaqtq, la demande en puissance de pointe est d'environ 550 kW et la capacité électrogène installée de la centrale thermique locale est de 1,1 MW.

Le rapport fournit une synthèse des résultats après deux ans d'exploitation et montre la production mensuelle des champs solaires documentés depuis janvier 2018 :

- La production annuelle par les champs solaires est en moyenne de 1040 kWh/kW (par an)
- Les litres de combustibles évités annuellement sont de 283 L/kW
- Les GES évités annuellement sont de 0,76 TCO₂/kW (par an)
- Les pertes de production liées à la neige sont d'environ 6 %

La productivité de l'installation PV de Quaqtq représente donc un FU annuel de 11,9 % et une réduction de la consommation de carburant la centrale thermique de Quaqtq de 5 750 litres de carburant par année. Le rendement de la centrale thermique étant de 3,48 kWh/litre³⁸, la centrale solaire de Quaqtq permet donc d'éviter quelque 21 MWh/année de production d'électricité par la centrale thermique de Quaqtq. La production d'électricité de la centrale thermique de Quaqtq en 2018 a été de 2,9 GWh en

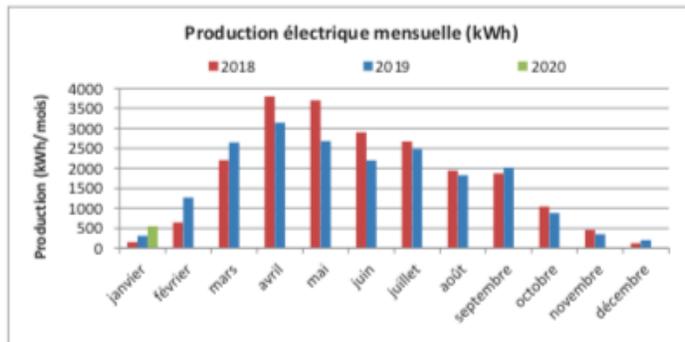
³⁷ B-0079, Annexe C, 26 juin 2020, rapport IREQ-2020-0047, « Résultats de la 2e année de la campagne de mesure sur l'installation solaire photovoltaïque de Quaqtq », mars 2020

³⁸ B-0010, Tableau 7.6, p. 79

2018³⁹, ce qui correspond à une consommation annuelle de carburant d’au moins 833 000 litres de carburant. Le projet PV a contribué à une réduction annuelle d’environ 0,75 % du carburant consommé par la centrale thermique de Quaqaq en 2018.

À l’égard de l’objectif de réduction des émissions de GES qu’Hydro-Québec affiche pour les RA, le ROÉÉ déplore cependant que les connaissances divulguées par Hydro-Québec dans le présent dossier concernant la production PV ne montrent aucune indication du coût de production actuel d’un kWh de PV au Nunavik.

Figure 3.4 : Production des champs solaires



Note : Quelques jours manquants pour janvier 2018, février 2018, janvier 2019

Figure 1 : Production des champs solaires (20.4 kW installés)

Sources : B-0079, p228

La figure 3.4 montre que le profil des apports mensuels de la production solaire à Quaqaq est en opposition de phase avec celui des besoins énergétiques mensuels au Nunavik. Le ROÉÉ observe que la caractéristique d’adéquation offre-demande du PV à Quaqaq est celle qui prévaut pour le PV dans l’ensemble des RA du Nunavik et qu’à cet égard, cette filière présente des limitations telles qu’il ne serait pas raisonnable de compter sur elle pour contribuer à moindre coût à réduire la consommation d’huile à chauffage durant la saison de chauffe d’une manière qui pourrait approcher même de loin le scénario de haute pénétration hydraulique au fil-de-l’eau d’Inukjuak. De plus, au plan économique, il serait tout aussi déraisonnable d’imaginer que l’ajout d’un stockage électrochimique pourrait être justifié pour reporter à la saison froide des apports d’électricité PV emmagasinés pendant l’été. Le ROÉÉ estime que cette observation vaut pour l’ensemble des réseaux autonomes du Nunavik, et qu’elle s’applique également aux autres réseaux autonomes au Québec.

L’Annexe D de la pièce B-0079, contient une fiche de projet intitulée « Quaqaq – Utilisation et tests de la batterie » produite par l’Unité Innovation, projets majeurs et conversion de la Direction Réseaux autonomes, dans laquelle on peut lire : « (e) n 2018,

³⁹ B-0010, Tableau 7.1, p. 45

Hydro-Québec a installé une batterie de 600 kW/600 kWh à Quaqtq au Nunavik dans le cadre d'un projet pilote. »⁴⁰

On peut y lire que les tests sur la batterie de stockage d'électricité à Quaqtq sont réalisés « dans le but de définir les spécificités techniques pour l'ensemble des réseaux. »⁴¹. Les sujets à étudier selon les conditions d'utilisation qui figurent dans cette fiche de projet indiquent bien que le projet de stockage s'intéresse à des problématiques d'équilibrage offre-demande de courts termes visant strictement des problématiques d'exploitation des groupes électrogènes de la centrale thermique : « écrêtage de pointe », « (semi-automatisée) — tel un quatrième diesel », « réduction du besoin d'une capacité de réserve tournante (kW) », « réduction du nombre d'heures moteur », « report d'augmentation de puissance », « révision des modes d'exploitation des diesels pour permettre un fonctionnement en mode non-isochrone »⁴².

Le ROÉ observe donc que la perspective des avantages qu'Hydro-Québec compte tirer du stockage électrochimique dans l'exploitation de ses RA n'a pas pour objet de valoriser le PV en tant qu'instrument réduction significative de la consommation de carburant fossile de la communauté ne serait-ce que pour les besoins de base, mais plutôt de raffiner des pratiques courantes d'exploitation de la capacité de production de ses centrales thermiques actuelles. Le ROÉ observe aussi qu'à cet égard, la forte pénétration d'électricité renouvelable du scénario Inukjuak contribuera à d'importantes réductions de consommation de carburant fossile pour tous les besoins énergétiques de la communauté (y inclus ceux du chauffage des espaces) par le fait même qu'Hydro-Québec accorde une valeur à l'électricité excédentaire disponible tout en assujettissant ses pratiques d'exploitation de la centrale thermique au suivi de la demande nette qui permet précisément d'atteindre les objectifs de décarbonation de grande envergure affichés par le Plan stratégique d'HQ pour les RA⁴³.

Cette approche n'est nulle part dans le présent dossier R-4110-2019 explicitement planifiée actuellement pour aucun des RA. .

Dans son orientation « Continuer à Innover » concernant la transition énergétique des réseaux autonomes indiquée dans son Plan Stratégique 2020-2024, Hydro-Québec annonçait son intention de « mettre en place un microréseau aux Îles-de-la-Madeleine »⁴⁴ sans que l'échéancier ou les détails concrets du plan d'action, ni même de l'envergure du déploiement d'un tel projet aux IDLM aux fins de la décarbonation des réseaux autonomes n'aient été explicités à ce jour. Le ROÉ constate que la portée opérationnelle

⁴⁰ B-0079, p. 273

⁴¹ idem

⁴² idem

⁴³ Hydro-Québec, Voir grand avec notre énergie propre : Plan stratégique 2020-2024, 2019, p.29. en ligne, <http://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/plan-strategique.pdf?v=2019-12-05>

⁴⁴ idem

du microréseau évoqué pour les IDLM pourrait n'apporter aucun apprentissage distinct par rapport à ceux recherchés avec le projet de batterie à la centrale de Quaataq.

Le ROÉÉ observe également que les travaux que mène Hydro-Québec en matière de microréseaux, de même que les technologies habilitantes qu'il a engagées pour Inukjuak, devraient permettre déjà d'imaginer un échéancier de déploiement commercial de technologies habilitantes tant du côté de l'offre que de la demande en vue de favoriser le passage vers un mode d'exploitation bidirectionnel des ressources de proximité dans tous ses réseaux.

Ainsi, le projet de microréseau électrique au centre-ville de Lac-Mégantic (31 bâtiments + 900 kW de PV + 1200 kWh d'énergie stockée)⁴⁵, le Projet CEPAGE de la filiale Stockage d'énergie à Blainville (126 kWh) et le projet d'ATC (Accumulateurs Thermiques Centraux) testés par la Direction Intégration des nouvelles technologies⁴⁶ font également partie des technologies habilitantes facilitant une forte pénétration des sources d'électricité renouvelables dans les réseaux et qu'en l'état actuel des travaux et de l'expertise commerciale de ces technologies comme de leur intégration chez Hydro-Québec, cette dernière peut déjà planifier de manière structurée leur déploiement dans tous les réseaux autonomes dans l'horizon du présent Plan d'approvisionnement 2020-2029.

Dans le cas des IDLM, le ROÉÉ soumet respectueusement à la Régie que les fonctionnalités des microréseaux aux IDLM comme ailleurs, en font un vecteur de bidirectionnalité des mouvements d'énergie essentiel à l'intégration des sources d'électricité et des moyens de stockage de proximité. Comme le scénario de raccordement des IDLM présente d'importantes faiblesses conceptuelles en raison de son éloignement et du peu de flexibilité qu'il apporte sur le plan de la modularité et de la sécurité d'approvisionnement pour la communauté des IDLM, le ROÉÉ est d'avis qu'en l'occurrence, la technologie du JEDHP constitue le plus sûr vecteur de résilience dans l'effort de décarbonation de tous les RA.

Le ROÉÉ observe donc que les études en cours à Quaataq peuvent sans doute contribuer à changer les pratiques d'exploitation dans les centrales thermiques en réseau autonome. Cependant, les perspectives d'importantes réductions d'émissions de GES au Nunavik par l'intégration du PV semblent singulièrement réduites puisque ses coûts de production au Nunavik resteront, en raison de leurs limitations sur le plan de l'adéquation offre-demande à court terme comme sur le plan de son cycle d'apport annuel en climat nordique, impliquent des coûts de production structurellement plus élevés que ceux de la filière éolienne. De plus, en considérant l'expérience commerciale et technologique internationale de la filière PV déjà accumulée et accessible à travers le monde sous tous

⁴⁵Malo, J, Nouvelle ère énergétique à Lac-Mégantic, Hydro-Presse, novembre 2018, pp. 20-24

⁴⁶ Latour, J. et Malo, J, L'avenir commence maintenant, Hydro-Presse, printemps 2020, p. 19-20

les climats, le ROÉÉ estime que le projet de démonstration des caractéristiques de production de la centrale solaire de Quaqtq n'apportera vraisemblablement pas de connaissances stratégiques susceptibles de faire évoluer significativement les processus de planification des approvisionnements énergétiques en réseaux autonomes.

Dans son Plan Stratégique 2020-2024, Hydro-Québec indique par ailleurs qu'elle entend « poursuivre le projet de démonstration d'énergie solaire et de stockage d'énergie en milieu nordique en cours à Quaqtq. »⁴⁷. Cependant, dans la pièce B-0010, il est mentionné également à propos de ce projet PV en réseau autonome : « Bien que l'évaluation se poursuive, le Distributeur entrevoit que cette solution n'est peut-être pas celle qui permettra d'assurer la fiabilité en puissance à moindre coût »⁴⁸.

En somme, en regard de l'objectif d'Hydro-Québec de réduire la consommation de carburant fossile des centrales thermiques des réseaux autonomes par des sources locales d'énergie, les résultats du projet de démonstration du PV à Quaqtq montrent globalement que les caractéristiques technico-économiques de la production d'électricité PV ne lui permettent pas de contribuer de façon significative, ni à moindre coût, à l'effort de réduction de la consommation de carburant fossile liée à l'ensemble des besoins énergétiques des RA.

Les réponses à la Demande de renseignements n°2 de la Régie que le Distributeur a déposées le 16 juillet 2020 dans le présent dossier, concernant son projet de « nouvelle centrale à Tasiujaq », confirment que l'avenir du PV au Nunavik restera sévèrement contraint et qu'il serait déraisonnable de compter sur cette filière pour une décarbonation des RA du Nunavik :

« Comme annoncé dans les Plans d'approvisionnement 2017-2026 et 2020-2029, la centrale thermique actuelle à Tasiujaq est vétuste et ne suffit plus à répondre aux besoins de la communauté. Le Distributeur se prépare donc à construire une nouvelle centrale diesel de 1,7 MW intégrant environ 10 kW d'énergie solaire à même le bâtiment. La mise en service est prévue en décembre 2022. La centrale comprendra trois groupes électrogènes de 566 kW, 10 kW de panneaux solaires et permettra d'assurer la fiabilité en puissance pour plusieurs années. Elle est conçue de façon à intégrer, dans le futur, une plus grande quantité d'énergie renouvelable »⁴⁹.

Les perspectives que la technologie JEDHP offre restent plus que jamais d'actualité aujourd'hui pour la majorité des RA du Québec⁵⁰. Le ROÉÉ estime qu'à défaut de

⁴⁷ Hydro-Québec, Voir grand avec notre énergie propre : Plan stratégique 2020-2024, 2019, p.29. en ligne, <http://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/plan-strategique.pdf?v=2019-12-05>

⁴⁸ B-0010, HQD-3, doc. 1, p. 41.

⁴⁹ B-0092, HQD-5, doc. 1.1, p. 85.

⁵⁰ Radio-Canada, « Ça regarde mieux que ça regardait pour l'éolien », affirme François Legault, 15 juillet 2020, en ligne, <https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1720033/eolien-energie-hydro-quebec-legault-projets>, page consultée le 21 juillet 2020

considérer objectivement les atouts de la production éolienne en vue d'une réduction importante de la consommation de carburant diesel dans les RA, le plan actuel d'Hydro-Québec pour la décarbonation des RA ne pourra contrôler la croissance d'un déficit d'exploitation des RA qui se poursuit sous le poids d'une planification figée par le paradigme de la production centralisée unidirectionnelle.

Le Directeur des réseaux autonomes le dit explicitement : « [l']important c'est de réduire autant que possible leur consommation qui s'élève actuellement à 80 millions de litres de diesel consommés par année »⁵¹.

Le ROÉÉ soumet respectueusement à la Régie qu'il est nécessaire de recentrer cet objectif de réduction maximale de la consommation de carburant diesel sur le potentiel technico-économique local des approvisionnements en électricité de source renouvelable des RA et que malgré les qualités remarquables qu'offre la filière éolienne pour la très grande majorité des RA et du réseau principal, cette filière demeure singulièrement négligée par le planificateur alors qu'elle représente à tous égards une filière de production privilégiée pour faciliter l'atteinte de cet objectif à moindre coût dans la grande majorité des réseaux autonomes. (Recommandation ROÉÉ 2-3.7)

De plus, le ROÉÉ soumet respectueusement à la Régie qu'en considération du cadre d'examen du Plan d'approvisionnement pour une durée de 10 ans, l'absence d'un scénario JEDHP éolien-diesel de même portée que le JHDHP (hydro-diesel) d'Inukjuak comme alternative à un scénario de raccordement aux IDLM et son absence de tous les scénarios d'investissements en RA constituent en 2020 une singulière anomalie. Par conséquent, le ROÉÉ recommande à la Régie de demander à Hydro-Québec que lors du prochain plan d'approvisionnement 2023-2033, le distributeur présente de tels scénarios pour l'ensemble des réseaux autonomes. (Recommandation ROÉÉ 2-3.8)

⁵¹ Latour, J. et Malo, J, L'avenir commence maintenant, Hydro-Press, printemps 2020, p.20

Sommaire des recommandations sur les réseaux autonomes

À la lumière de l'analyse de la preuve d'Hydro-Québec sur l'approvisionnement des réseaux autonomes, le ROEE fait les recommandations suivantes à la Régie de l'énergie :

- **De demander un examen par Hydro-Québec d'un scénario JED à Inukjuak avant l'expiration du contrat entre le Fournisseur et Hydro-Québec. (Recommandation ROEE 2-3.1) ;**
- **De demander à Hydro-Québec le dépôt d'un plan de décarbonation massif des réseaux autonomes qui considère des investissements visant une forte pénétration d'énergie renouvelable de proximité et qui récompense l'adéquation des caractéristiques de production des filières les plus aptes à une utilisation de l'énergie excédentaire et qui tient compte des besoins de stockage thermique et/ou électrique associés à une sécurité d'approvisionnement à court, moyen et long terme. (Recommandation ROEE 2-3.2)**
- **Invite donc la Régie à exiger d'Hydro-Québec qu'elle établisse des lignes directrices explicites visant le remplacement des systèmes de chauffage à l'huile en fin de vie par des systèmes de chauffage (équipés de stockage thermique et préférablement biénergie) qui minimisent les conséquences d'une indisponibilité prolongée de l'approvisionnement électrique principal, quel qu'il soit et quelle qu'en soit la cause dans tous les réseaux autonomes du Québec. Ces lignes directrices pourraient faire l'objet d'un appel d'intérêt commercial spécifique. (Recommandation ROEE 2-3.3)**
- **Invite la Régie à reconnaître la nécessité, pour un cadre de Planification des approvisionnements en énergie renouvelable des Réseaux autonomes, d'établir l'exigence formelle pour Hydro-Québec d'intégrer dans ses pratiques et ses processus l'idée que les investissements consentis doivent s'appuyer sur le potentiel de décarbonation de tous les éléments de l'infrastructure énergétique locale, tant du côté de l'offre que de la demande. (Recommandation ROEE 2-3.4)**
- **Le ROEE soumet respectueusement à la Régie qu'elle devrait demander à Hydro-Québec d'intégrer efficacement et équitablement à sa planification des investissements en RA les besoins de chaleur de la communauté. (Recommandation ROEE 2-3.5)**

- Le ROEÉ soumet respectueusement à la Régie qu'il est nécessaire de recentrer cet objectif de réduction maximale de la consommation de carburant diesel sur le potentiel technico-économique local des approvisionnements en électricité de source renouvelable des RA et que malgré les qualités remarquables qu'offre la filière éolienne pour la très grande majorité des RA et du réseau principal, cette filière demeure singulièrement négligée par le planificateur alors qu'elle représente à tous égards une filière de production privilégiée pour faciliter l'atteinte de cet objectif à moindre coût dans la grande majorité des réseaux autonomes. (Recommandation ROEÉ 2-3.6)

- De plus, le ROEÉ soumet respectueusement à la Régie qu'en considération du cadre d'examen du Plan d'approvisionnement pour une durée de 10 ans, l'absence d'un scénario JEDHP éolien-diesel de même portée que le JHDHP (hydro-diesel) d'Inukjuak comme alternative à un scénario de raccordement aux IDLM et son absence de tous les scénarios d'investissements en RA constituent en 2020 une singulière anomalie. Par conséquent, le ROEÉ recommande à la Régie de demander à Hydro-Québec que lors du prochain plan d'approvisionnement 2023-2033, le distributeur présente de tels scénarios pour l'ensemble des réseaux autonomes. (Recommandation ROEÉ 2-3.7)