C A N A D A

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

PROVINCE DE QUÉBEC

DISTRICT DE MONTRÉAL

Demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2023-2032 du Distributeur

DOSSIER : R-4210-2022, Phase 1

Rapport du GRAME

Plan d'approvisionnement en Réseaux autonomes

Préparé par

Nicole Moreau
Analyste environnement et énergie
EnviroConstats

Pour le Groupe de recommandations et d'actions pour un meilleur environnement (GRAME)

DÉPOSÉ À LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE

Le 26 avril 2023

MANDAT

Le GRAME a retenu les services de sa consultante externe madame Nicole Moreau. Madame Moreau possède une formation de premier cycle en administration et comptabilité de l'école des Hautes études commerciales de l'Université de Montréal, de même qu'une maîtrise en sciences de l'Environnement de l'UQAM. Par ailleurs, elle a participé à la rédaction de mémoires du GRAME aux dossiers précédents du Distributeur portant sur les demandes d'approbation des tarifs d'électricité et du plan d'approvisionnement.

Table des matières

Mandat 2

I. Plan de transition du PUEÉ aux IDLM 4

II. Réseaux autonomes / Efficacité énergétique 5

2.1. Analyse 5

2.1.1. Offres en efficacité énergétique 5

2.1.2. Conclusions et recommandations 10

2.2 Ajouts de suivi 11

III. Réseaux autonomes / Conversion vers des énergies renouvelables 12

3.1 Mise en contexte 12

3.2. Production solaire 13

3.2.1 Conclusions et recommandations 18

3.3 Plan d'action portant sur la conversion des RA 18

3.3.1 Conclusions et recommandation 22

Liste des annexes

Annexe 1 RA : Le Canada soutient Les Énergies Tarquti pour permettre aux Inuit de prendre en charge la transition énergétique du Nunavik(Canada.ca)

Annexe 2 RA : Avec ses panneaux solaires à Iqaluit, il voit fondre ses factures d'électricité.pdf (radio-canada.ca)

I. PLAN DE TRANSITION DU PUEÉ AUX IDLM

En mars 2023, le Distributeur a annoncé la suspension du projet de raccordement au moyen de câbles sous-marins pour une période indéterminée.

> Le 29 mars 2023, le Distributeur a annoncé la suspension du projet de raccordement au moyen de câbles sous-marins, et ce, pour une période indéterminée
>
> Référence : R-4210-2022, B-0074, page 6

Considérant la suspension de la transition des systèmes de chauffage au combustible vers l'électricité, le Distributeur indique qu'il amorcera l'élaboration d'un plan de transition du PUEÉ cohérente avec les scénarios qui seront analysés pour la transition du réseau des IDLM :

> En suivi de la décision D-2022-109, le Distributeur informe la Régie sur l'évolution du PUEÉ. Les délais associés à la réalisation des nouvelles études, à la suite de cette décision, font en sorte de reporter à une date ultérieure la conversion du réseau des IDLM à des sources d'énergie renouvelable, ce qui implique que le Distributeur revoit le plan de transition du PUEÉ. Dans ce contexte, le Distributeur prévoit suspendre la transition des systèmes de chauffage au combustible vers l'électricité pour assurer la sécurité sur le plan de l'approvisionnement en électricité à partir de la centrale thermique de Cap-aux-Meules.
>
> Dans l'intervalle des études de scénarios, le Distributeur amorcera l'élaboration d'un plan de transition du PUEÉ. Il s'assurera que ce plan soit équitable pour tous les clients, selon leur segment affaires ou résidentiel. Il s'assurera également que cette transition soit cohérente avec les différents scénarios qui seront analysés pour la transition du réseau des IDLM, lequel n'est pas encore déterminé.
>
> Indépendamment du scénario retenu, le Distributeur souhaite faire évoluer le PUEÉ afin de promouvoir des énergies moins polluantes que le chauffage au mazout.
>
> Référence : R-4210-2022, B-0074, page 10

Considérant que le plan de transition du PUEÉ n'est pas encore élaboré par le Distributeur, le GRAME n'émet pas de commentaires sur le PUEÉ aux IDLM mais demande à la Régie de prendre acte de l'intention du Distributeur de le faire évoluer en favorisant les énergies moins polluantes que le chauffage au mazout.

II. RÉSEAUX AUTONOMES / EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

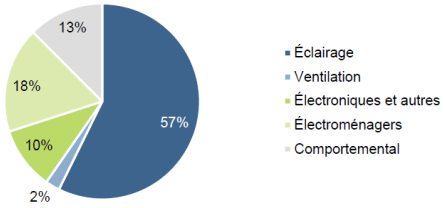
2.1. Analyse

2.1.1. Offres en efficacité énergétique

Considérant qu'une grande proportion (46 %) de la consommation électrique résidentielle au Nunavik est attribuable aux appareils électroménagers[1], le GRAME est d'avis que d'autres équipements pourraient être subventionnés, notamment pour les électroménagers (réfrigérateur et congélateur efficace) en fin de vie utile, via une approche clé en main. Il s'agit ici de diversifier l'offre de mesures en EÉ et d'éviter de ne miser que sur quelques mesures.

Selon le rapport d'Éconoler, intitulé *Étude de potentiel en efficacité énergétique au Nunavik* et daté du 26 août 2019, on constate que la répartition des économies d'énergie du PTÉ résidentiel comporte deux catégories de mesures permettant le plus d'économies d'énergie, soit les électroménagers (18 %) et l'éclairage (57 %).

Figure 5 : Répartition des économies d'énergie du PTÉ résidentiel par type de mesure



Référence : R-4110-2019 Phase 1, B-0092, Annexe A, p. 115 du pdf

Le GRAME soumet que la rentabilité des mesures associées aux équipements efficaces doit être revue, considérant la révision à la hausse de la prévision des prix des combustibles, donc des coûts évités.

> À partir de ces variables, une annuité croissante (exprimée en $ 2022), indexée à l'inflation, est calculée. Comparativement à ceux présentés dans le cadre de *l'État d'avancement 2021 du Plan d'approvisionnement 2020-2029*, les coûts évités sont plus élevés, principalement en raison de la révision à la hausse de la prévision des prix des combustibles. (Notre souligné)
>
> Référence : R-4210-2022, B-0013, p. 28

Le GRAME constate que le PTÉ date de 2019 et n'est plus à jour puisque les données utilisées par la firme Econoler excluaient la collecte de données primaires au Nunavik et ne tient pas compte la révision à la hausse de la prévision des prix des combustibles, donc

[1] État d'avancement 2021.pdf (regie-energie.qc.ca), p. 33-34

des coûts évités.[2] Par ailleurs, la dernière étude réalisée par la firme Opinion Impact inc.[3], avec collecte de données primaires, est datée de mai 2015.

En consultant l'étude produite par Opinion impact Inc. pour les réseaux du Nunavut, nous constatons qu'en 2015, seule une portion limitée de la clientèle possédait des réfrigérateurs de plus de 10 ans. Cependant, huit ans plus tard, les données pourraient démontrer un portrait différent considérant qu'en 2015, la proportion de réfrigérateurs achetés neufs se situait entre 49 % et 73 %.[4] Ces données démontrent l'importance de mettre à jour le PTÉ sur la base des coûts évités de 2023 et de données primaires réelles afin de pouvoir déterminer les mesures en EÉ nécessaires à mettre en place.

Âge des réfrigérateurs (réfrigérateurs achetés neufs)

N = Nb total de réfrigérateurs : 207	Rouge (n =51) %	Bleu (n=35) %	Vert (n=76) %	Mauve (n=45) %
0-4 ans	63	57	67	49
Entre 5 et 9 ans	24	31	21	33
10 ans +	14	11	12	18

Source : Q.6.3 À peu près quel âge a ce réfrigérateur?

Parmi les réfrigérateurs achetés neufs, les plus vieux se retrouvent dans une proportion légèrement plus élevée dans le segment Mauve (18%) tandis que les frigos de moins de 5 ans s'y retrouvent dans une plus petite proportion (49%) que dans les autres segments.

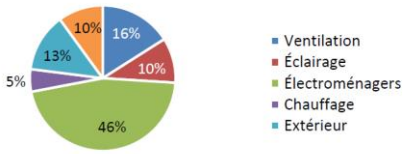
> Référence : R-3933-2015, B-0083, Annexe B, RDDR du RNCREQ, Utilisation de l'électricité selon le profil de consommation de la clientèle résidentielle du Nunavik, d'Opinion impact Inc., Réponse no. 24.1, page 117

Dans l'état d'avancement 2021 du Plan d'approvisionnement 2020-2029, le Distributeur indiquait qu'il envisageait subventionner les sécheuses à condensation à hauteur du surcoût de manière à rendre l'acquisition rentable pour les acheteurs[5].

> Marché résidentiel
>
> Des discussions avec les parties prenantes, il ressort clairement que l'efficacité énergétique doit non seulement viser à réduire les coûts d'approvisionnement du Distributeur, mais également contribuer à améliorer la qualité de vie des habitants du Nunavik.
>
> Comme le montre la figure 5.1, une grande proportion (46 %) de la consommation électrique résidentielle au Nunavik est attribuable aux appareils électroménagers.

[2] R-4110-2019 Phase 1, B-0092, Annexe A, p. 102 du pdf
[3] R-3933-2015, B-0083, ANNEXE B, Réponses d'Hydro-Québec Distribution à la question 24.1 du RNCREQ, pages 65 et suivantes
[4] R-3933-2015, B-0083, ANNEXE B, Réponses d'Hydro-Québec Distribution à la question 24.1 du RNCREQ, Utilisation de l'électricité selon le profil de consommation de la clientèle résidentielle du Nunavik, d'Option impact Inc., page 117
[5] État d'avancement 2021.pdf (regie-energie.qc.ca), p. 33-34

FIGURE 5.1 :
RÉPARTITION DE LA CONSOMMATION ÉLECTRIQUE RÉSIDENTIELLE PAR USAGE FINAL



Pour cette raison, le Distributeur considère la possibilité de mettre de l'avant des mesures visant les électroménagers. Par exemple, la technologie des sécheuses à condensation (avec thermopompes) est commercialisée en Europe, mais son coût prohibitif en freine son adoption au Québec. Toutefois, avec les coûts évités élevés au Nunavik, l'introduction de cette technologie dans ces réseaux devient économiquement intéressante pour le Distributeur. Ainsi, il envisage de subventionner ces appareils à hauteur du surcoût de manière à rendre l'acquisition rentable pour les acheteurs.

Les laveuses plus efficaces pourront possiblement être offertes conjointement avec les sécheuses à condensation. Le Distributeur amorcera sous peu des discussions avec la FCNQ et l'OMHK pour mesurer le taux de réceptivité de telles mesures par les utilisateurs finaux et pour définir la stratégie de déploiement optimale. Selon les résultats de ces discussions, un déploiement serait envisageable en 2022-2023. (Nos soulignés)

Référence : État d'avancement 2021.pdf (regie-energie.qc.ca), p. 33-34

Dans sa preuve, le Distributeur indique qu'il prévoit initier un projet pilote visant l'implantation de sécheuses à condensation (avec thermopompe) et de laveuses à haut rendement d'essorage.[6] Il précise également que d'autres produits efficaces pourraient éventuellement être ajoutés[7].

Réseau	Interventions
Nunavik	• Mise en place de certaines activités prévues au plan d'action en efficacité énergétique pour le Nunavik[4], notamment : ○ Conclusion d'une entente avec la Fédération des Coopératives du Nouveau Québec (FCNQ) pour initier un projet pilote visant l'implantation de sécheuses à condensation (avec thermopompes) et de laveuses à haut rendement d'essorage. Selon les résultats, le déploiement du programme sera assuré par la FCNQ et d'autres produits efficaces pourraient éventuellement être ajoutés. ○ Étude d'une nouvelle approche de sensibilisation visant spécifiquement les familles ou les communautés. ○ Octroi d'un mandat à une firme externe pour la réalisation d'audits énergétiques auprès de clients commerciaux et institutionnels de Kuujjuaq. Ces audits permettront d'estimer le potentiel de mesures d'économie d'énergie électrique et de réduction de puissance rentables et d'identifier les initiatives à mettre en œuvre dans les 14 villages du Nunavik. Suivant l'obtention du rapport final prévu au premier trimestre de 2023 et de ses conclusions, le déploiement progressif par village de ces initiatives sera planifié.

Référence : R-4210-2022, B-0013, p. 20

[6] R-4210-2022, B-0013, p. 20
[7] R-4210-2022, B-0013, p. 21

En réponse à une demande du GRAME, le Distributeur précise que le projet pilote est en cours et que les électroménagers sont en route pour être installés :

> Réponse
>
> Le projet pilote est déjà en cours. Les électroménagers sont présentement en route vers le Nunavik en attente d'être installés.
>
> Référence : R-4210-2022, B-0063, Réponses à la demande de renseignements no 2 du GRAME, RDDR no 2.5.1

Considérant les coûts évités plus élevés en raison de la révision à la hausse de la prévision des prix des combustibles, le Distributeur indique qu'il a déterminé la marge de manœuvre dont il disposait pour subventionner les mesures relatives aux sécheuses à condensation avec thermopompe en fonction des coûts évités propres au Nunavik. Le GRAME est d'avis que l'ensemble des mesures en EÉ devrait être évalué en fonction des coûts évités au Nunavik, non seulement dans le but de ne pas impacter les tarifs à la hausse, mais également avec l'objectif de décarbonation.

> Réponse
>
> Oui, le Distributeur a déterminé la marge de manoeuvre dont il disposait pour subventionner les sécheuses à condensation avec thermopompe en fonction des coûts évités propres au Nunavik. Toutefois, le Distributeur précise que les coûts évités permettent de déterminer la portion du surcoût qui pourra être couverte par le Distributeur avec une aide financière, et ce, sans faire augmenter les tarifs d'électricité.
>
> Référence : R-4210-2022, B-0064, Réponses à la demande de renseignements no 2 du GRAME, RDDR no 2.1

Le Distributeur précise que bien que les coûts évités soient élevés, l'aide financière requise pour couvrir le surcoût est très élevée, ce qui concorde avec le coût des équipements de cette technologie.

> **2.3.** Si oui, quelles conclusions en a-t-il tirées ?
>
> Malgré l'utilisation des coûts évités au Nunavik qui sont parmi les plus élevés au Québec, l'aide financière requise pour couvrir le surcoût très élevé de ces deux appareils efficaces par rapport aux appareils couramment installés au Nunavik est très proche du point de non rentabilité pour le Distributeur.
>
> Référence : R-4210-2022, B-0064, Réponses à la demande de renseignements no 2 du GRAME, RDDR no 2.3

En ce qui concerne les laveuses plus efficaces et les sécheuses à condensation, le Distributeur indique qu'une offre basée sur les coûts évités permet de couvrir jusqu'à 110 % du surcoût lorsque les deux mesures sont combinées, mais que l'analyse économique ne tient pas compte du coût de récupération des vieux appareils :

> Une offre basée sur les coûts évités permet de couvrir jusqu'à 110 % du surcoût lorsque les deux mesures sont combinées. Toutefois, les coûts de récupération des vieux appareils ne sont pas considérés dans l'analyse économique.
>
> Référence : R-4210-2022, B-0064, Réponses à la demande de renseignements no 2 du GRAME, RDDR no 2.4

Dans le réseau du Nunavik, le Distributeur précise que d'autres produits efficaces pourraient éventuellement être ajoutés à l'offre du plan d'action en efficacité énergétique[8]. Outre les électroménagers identifiés (laveuses plus efficaces et sécheuses à condensation) dans l'État d'avancement 2021, le Distributeur indique être d'avis que peu d'économies d'énergie seraient générées par un réfrigérateur ou un congélateur efficace, en référence aux appareils actuellement vendus au Nunavik.

> Le peu d'économies d'énergie générées par un réfrigérateur ou un congélateur efficace par rapport aux appareils actuellement vendus au Nunavik ne laisse pas présager que le financement de ces mesures serait rentable pour le Distributeur. L'écart se creuserait encore plus si la récupération des vieux appareils venait à être incluse dans l'analyse économique.
>
> Référence : R-4210-2022, B-0064, Réponses à la demande de renseignements no 2 du GRAME, RDDR no 2.7.1

Le GRAME en déduit que le Distributeur se base sur le TNT et non sur le TCTR pour faire son évaluation.

Le Distributeur indique que sa stratégie en réseaux autonomes vise à limiter la croissance de la demande électrique. À cet égard, le Distributeur indique vouloir démarrer des études de potentiel ou de projets pilotes.[9] En réponse à une demande du GRAME, le Distributeur précise qu'un mandat a été octroyé à une firme de génie-conseil pour la réalisation d'audits énergétiques à Kuujjuaq :

> Réponse
>
> Un mandat a été octroyé à une firme de génie-conseil pour réaliser 25 audits énergétiques à Kuujjuaq. L'objectif de ces audits est d'identifier des mesures d'efficacité électrique rentables pour la clientèle commerciale et institutionnelle au Nunavik. Le travail terrain à Kuujjuaq a été réalisé en janvier 2023. Le rapport présentant les conclusions et recommandations est prévu à l'automne 2023. Le Distributeur pourra amorcer la réflexion sur les projets pilotes à envisager à la suite de la réception des résultats de ces audits
>
> Référence : R-4210-2022, B-0064, Réponses à la demande de renseignements no 2 du GRAME, RDDR no 2.8

[8] R-4210-2022, B-0013, p. 21
[9] R-4210-2022, B-0013, p. 20-21

Le Distributeur doit participer aux cibles de réduction des émissions de GES dont s'est doté le gouvernement dans son Plan pour une économie verte 2030 :

> La cible retenue pour 2030 est réitérée : le Québec entend réduire de 37,5 % ses émissions de gaz à effet de serre d'ici 2030, par rapport à leur niveau de 1990. L'atteinte de cette cible exigera de tous des efforts substantiels. Elle offrira en même temps de nouvelles possibilités pour améliorer la qualité de vie des Québécois et enrichir l'ensemble du Québec.
>
> Référence : Plan pour une économie verte 2030, page 12

De plus, le Plan pour une économie verte 2030 énonce l'objectif de réduire de 40 % la consommation de produits pétroliers d'ici 2030 en indiquant que la réduction à la source des besoins énergétiques par l'efficacité énergétique est une mesure complémentaire au déploiement d'énergies renouvelables. Le GRAME est d'avis que le Distributeur doit faire le maximum dans les réseaux autonomes afin de réduire l'empreinte environnementale de l'usage de ses groupes diesels.

> Une approche énergétique pragmatique
>
> Le gouvernement propose une approche pragmatique, fondée sur le déploiement complémentaire de ces autres énergies renouvelables, lorsque l'électrification ne sera pas possible techniquement ou économiquement. Cette approche pragmatique repose également sur une réduction à la source des besoins énergétiques par l'efficacité énergétique. Un usage accru des autres énergies renouvelables produites localement permettra de multiplier les occasions de lutter contre les changements climatiques à partir de ressources d'ici. Les énergies fossiles, dont le gaz naturel et le pétrole, feront encore partie du portrait énergétique québécois en 2030. La réduction de la demande – par la conversion vers les énergies renouvelables, en particulier par l'électrification, par la conception efficace des projets et par l'efficacité énergétique – contribuera toutefois à diminuer la place qu'elles occupent. Le gouvernement vise d'ailleurs à réduire de 40 % la consommation de produits pétroliers d'ici 2030. (Nos soulignés)
>
> Référence : Plan pour une économie verte 2030, page 26

2.1.2. Conclusions et recommandations

Le GRAME recommande que le Distributeur déploie des mesures en efficacité énergétique sur la base du TCTR et non du TNT dans les projets à envisager suite aux résultats de ces audits et qu'il tienne compte de la notion relative à l'importance de la décarbonation du réseau autonome du Nunavik.

Le GRAME est d'avis que l'ensemble des mesures en EÉ devrait être évalué en fonction des coûts évités au Nunavik, non seulement dans le but de ne pas impacter les tarifs à la hausse, mais également avec l'objectif de décarbonation.

Considérant les difficultés d'approvisionnement et de stockage d'appareils comme les électroménagers, et afin d'assurer le remplacement de ces appareils en fin de vie utile, le GRAME recommande la mise en place d'offres de type clé en main, incluant la livraison et la distribution des appareils ainsi que le ramassage des anciens appareils.

Finalement, le GRAME constate que depuis 2010, peu d'avancées probantes ont été réalisées en efficacité énergétique dans le réseau du Nunavik, que les offres en efficacité énergétique ont tardé à être mises en place et que les programmes n'ont pas à ce jour pris en compte les coûts évités. Le GRAME est d'avis que les offres en EÉ n'ont pas été adaptées à ces réseaux de manière probante afin notamment de limiter la croissance de la demande électrique.

2.2 Ajouts de suivi

Le GRAME est d'avis qu'il est nécessaire de pouvoir suivre l'évolution de la réduction des émissions de GES qui découle des programmes en efficacité énergétique sur l'horizon du plan d'approvisionnement 2023-2032.

Le GRAME soumet ci-dessous un exemple illustrant l'information qui était fournie au dossier R-3748-2010 :

TABLEAU 10
RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE CO_2 PROVENANT DU PGEÉ – PÉRIODE 2005-2015
(TONNES DE CO_2 CUMULÉES)

	2005 *	2006 *	2007 *	2008 *	2009 *	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Basse Côte Nord											
Lac-Robertson	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
La Romaine	0	0	14	15	66	211	214	215	0	0	0
Anticosti	1	7	10	28	31	37	41	42	50	52	53
Schefferville	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Îles-de-la-Madeleine											
Cap-aux-Meules	247	640	818	2 906	3 672	3 923	4 527	4 783	5 089	5 249	5 409
L'Île-d'Entrée	2	5	6	47	55	56	73	76	79	82	84
Haute Mauricie											
Clova	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Opitciwan	2	4	6	8	66	90	96	97	112	127	128
Nunavik											
Akulivik	0	0	0,1	0,4	1,3	17	48	62	70	76	78
Aupaluk	0	0	0,02	0,1	0,5	6	18	23	26	29	29
Inukjuak	0	0	0,2	1,0	3,6	49	134	174	199	216	220
Ivujivik	0	0	0,03	0,2	0,7	9	25	33	37	41	41
Kangiqsualujjuaq	0	0	0,1	0,5	1,6	21	59	76	87	94	96
Kangiqsujuaq	0	0	0,1	0,4	1,4	19	52	68	77	84	85
Kangirsuk	0	0	0,1	0,4	1,5	20	55	72	82	89	90
Kuujjuaq	0	0	0,4	28	34	126	302	383	434	469	477
Kuujjuarapik	0	0	0,2	0,9	3,2	44	120	156	178	193	197
Puvirnituq	0	0	0,2	1,0	3,6	49	134	173	198	215	218
Quaqtaq	0	0	0,04	0,2	0,8	11	29	38	43	47	48
Salluit	0	0	0,1	0,7	2,6	35	95	123	141	153	155
Tasiujaq	0	0	0,03	0,2	0,6	8	23	30	34	37	38
Umiujaq	0	0	0,04	0,2	0,8	11	30	39	44	48	49
Total des réseaux	**252**	**657**	**857**	**3 110**	**3 945**	**4 743**	**6 075**	**6 660**	**6 982**	**7 299**	**7 494**

* Estimation à partir des données réelles du PGEE

Référence : R-3748-2010, B-0006, Page 30

Considérant que le Distributeur doit participer aux cibles de réduction des émissions de GES dont s'est doté le gouvernement dans son Plan pour une économie verte 2030, la réduction des émissions de GES découlant du PGEÉ devrait être au cœur des préoccupations du Distributeur dans le cadre de son Plan d'approvisionnement 2023-2032 pour les réseaux autonomes. Présentement, seule la rentabilité des mesures est prise en compte, sans considération pour le TCTR. L'introduction des BNÉ dans les prochaines années, s'ils sont autorisés par la Régie, pourrait avoir un impact à la hausse sur la rentabilité du TCTR considérant l'impact sociétal des émissions de GES et l'urgence climatique.

Par ailleurs, dans sa décision D-2019-088 portant sur la Demande relative au Plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques du Québec 2018-2023 (R-4043-2018), la Régie avait précisé les tests économiques pouvant être utilisés :

> [515] La Régie demande aux Distributeurs de présenter, dans le cadre de l'examen du prochain plan directeur, pour chacun des programmes, volets, sous-volets et mesures, les résultats du TAP et de tout autre test qu'ils considèrent approprié ou pertinent, sous forme monétaire et sous forme de ratio. Ces tests pourront être présentés en plus des tests traditionnellement présentés, soit le TCTR, le TP et le TNT. Tous ces tests devront être documentés en ce qui a trait à leurs objectifs, leur application, leurs hypothèses, leurs formules de calcul et leurs intrants. Il en va de même pour tout BNÉ proposé, le cas échéant. Les prévisions des tests économiques avec et sans BNÉ devront être adéquatement identifiées.
>
> Référence : R-4043-2018, D-2019-088, par. 515

Le GRAME recommande que l'information relative à la réduction des émissions de GES découlant du PGEÉ soit fournie sur l'horizon du Plan d'approvisionnement 2023-2032 des réseaux autonomes.

III. RÉSEAUX AUTONOMES / CONVERSION VERS DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

3.1 Mise en contexte

Le Distributeur indique avoir entrepris de convertir la production d'électricité des réseaux autonomes vers des sources d'énergie renouvelable. Rappelons que les réseaux autonomes doivent participer activement à la décarbonation pour permettre l'atteinte des cibles du PEV 2030. Bien que le Distributeur énonce l'objectif d'approvisionner globalement les réseaux autonomes en énergie propre à la hauteur de 80 % pour 2030, le GRAME note que le Distributeur a plutôt choisi de procéder à l'ajout d'équipements de production thermique

dans plusieurs des réseaux du Nunavik[10], au lieu de viser la réduction de la demande électrique ou l'ajout plus systématique de sources d'énergie renouvelable, ce qui va à l'encontre de l'objectif de conversion des réseaux autonomes.

> Concrètement, l'objectif est d'approvisionner globalement les réseaux autonomes en énergie propre à 80 % à l'horizon 2030. Pour ce faire, plusieurs projets seront réalisés en collaboration avec les collectivités et les communautés autochtones concernées
>
> Référence : R-4210-2022, B-0007, page 12

Le GRAME en comprend que l'objectif de 80 % d'approvisionnement en énergies propres visé par le Distributeur implique une bonne part de réduction en provenance du réseau des IDLM, et que certains réseaux du Nunavik semblent avoir été mis à l'écart de cet objectif. Nous aborderons cet enjeu dans ce chapitre.

Le GRAME aborde également dans ce chapitre la question de la production solaire. Le GRAME est surpris de la lenteur du processus d'intégration du potentiel que représente la production solaire, alors qu'il en a démontré l'intérêt économique au dossier R-3864-2013 grâce à une analyse détaillée du potentiel énergétique de production de type solaire photovoltaïque.[11] Au dossier R-3986-2016, le GRAME a abordé ce potentiel d'un point de vue tarifaire, par la présentation d'une étude d'un prix d'achat au kWh, au lieu d'une option de mesurage net.[12]

3.2. Production solaire

Le GRAME note que la production solaire décentralisée est à l'étude et que le Distributeur entend poursuivre au Nunavik des démonstrations technologiques favorisant les énergies renouvelables, en recherchant le meilleur modèle d'affaires.

> Production solaire décentralisée
>
> Le Distributeur entend poursuivre au Nunavik des démonstrations technologiques favorisant les énergies renouvelables, notamment de l'utilisation de panneaux solaires décentralisés. L'électricité ainsi produite en aval du compteur pourrait servir à alimenter les charges de l'autoproducteur ou être injectée, lorsqu'en surplus, sur le réseau local. Des discussions sont en cours à ce sujet avec des parties prenantes du Nunavik pour déterminer le meilleur modèle d'affaires. (Notre souligné)
>
> Référence : État d'avancement 2021.pdf, p. 34

En réponse à une demande du GRAME, le Distributeur précise que les panneaux solaires sont toujours à l'essai sur les toits de quatre maisons de Quaqtaq et que des arrêts de

[10] R-4210-2022, B-0013, section 6.3
[11] R-3864-2013, C-GRAME-0012, p. 15-25
[12] R-3986-2016, C-GRAME-0009

production se sont prolongés suite à l'incapacité d'accéder au village durant la pandémie. Le projet pilote ayant été prolongé, les résultats seront donc à venir.

> Réponse :
>
> Des panneaux solaires sont toujours à l'essai sur les toits de quatre maisons de Quaqtaq. Considérant des arrêts de production qui se sont prolongés compte tenu de l'incapacité à accéder au village durant la pandémie de COVID-19, le projet pilote a été prolongé.
>
> Référence : R-4210-2022, B-0064, Réponses à la demande de renseignements no 2 du GRAME, RDDR no 3.1

Dans sa preuve, le Distributeur indique que la conversion vers des énergies renouvelables pourra prendre différentes formes, dont celle de la production et du stockage chez le client.

> 6.2. Conversion des réseaux autonomes
>
> Le Distributeur a entrepris de convertir de façon partielle ou totale la production d'électricité des réseaux autonomes vers des sources d'énergie plus propres.
>
> En continuité avec le *Plan d'approvisionnement 2020-2029*, le Distributeur adapte sa stratégie de conversion des réseaux autonomes au contexte des différentes communautés qu'il dessert.
>
> Cette conversion vers des énergies plus propres et moins chères pourra ainsi prendre différentes formes :
>
> > entente de gré à gré avec les communautés ;
>
> > partenariats avec les communautés ;
>
> > raccordement au réseau intégré d'Hydro-Québec ;
>
> > production et stockage chez le client.
>
> Dans tous les cas, le Distributeur s'assurera que les projets de conversion qu'il privilégiera soient conformes aux quatre orientations approuvées par la Régie dans sa décision.
>
> Dans ce contexte, le Distributeur évaluera au moment opportun, le coût des différentes alternatives d'alimentation spécifiques à chacun des réseaux.
>
> Référence : R-4210-2022, B-0013, p. 22

Concernant la production de source solaire photovoltaïque et l'option de production et de stockage chez le client, en réponse à une demande du GRAME portant sur le modèle d'affaires, le Distributeur précise être en discussion avec son partenaire Tarquti quant aux options d'installation solaire chez sa clientèle :

> 3.2.1**.** (Réf. ii.) Concernant la production de source solaire photovoltaïque et l'option de production et de stockage chez le client, le Distributeur a-t-il envisagé de fournir un accompagnement ciblé de la clientèle, (1) une offre de type clé en main et (2) une offre

> tarifaire avantageuse pour favoriser la production et le stockage chez le client, donc une correction de l'option de mesurage net pour refléter les coûts évités en énergie ?
>
> Réponse :
>
> Le Distributeur est présentement en discussion avec son partenaire Tarquti quant aux options d'installation solaire chez sa clientèle.
>
> Par ailleurs, le Distributeur tient à rappeler que l'option de mesurage net Option III, en vigueur depuis le 1er avril 2018, accorde à l'électricité injectée sur le réseau d'Hydro-Québec une valeur économique reflétant le coût évité du combustible. (Notre souligné)
>
> Référence : R-4210-2022, B-0064, Réponses à la demande de renseignements no 2 du GRAME, RDDR no 3.2.1

Le GRAME note que Les Énergies Tarquti inc. a signé en 2022 un partenariat d'envergure avec Hydro-Québec dans le but de faire progresser les projets d'énergie propre menés par les communautés du Nunavik. **Le GRAME est d'avis qu'une telle entente permettra des avancées probantes vers la conversion vers des énergies propres dans les réseaux du Nunavik.**

> Dans le Nord du Québec, Tarquti est à la tête de la transition énergétique du Nunavik vers l'énergie propre, en partenariat avec des intervenants à l'échelle communautaire. En 2022, Tarquti a signé un partenariat d'envergure avec Hydro-Québec, la société d'État québécoise responsable de l'électricité, dans le but de faire progresser les projets d'énergie propre menés par les communautés de la région et appartenant à celles-ci. L'approche axée sur le terrain de Tarquti dépend de la participation de tous les grands joueurs du secteur de l'énergie propre et, plus encore, des organisations locales et régionales du Nunavik, y compris les corporations foncières et les coopératives locales.
>
> […]
>
> Les Énergies Tarquti est une entreprise appartenant au Nunavik qui réalise des projets liés à l'énergie propre adaptés aux besoins et aux intérêts des communautés inuites de la région. Partenaire privilégié d'Hydro-Québec, Tarquti est à la tête de la transition énergétique du Nunavik et elle s'efforce de bâtir un avenir meilleur pour la région, dans le respect de l'environnement et des valeurs inuites. (Nos soulignés)
>
> Référence : Le Canada soutient Les Énergies Tarquti pour permettre aux Inuit de prendre en charge la transition énergétique du Nunavik - Canada.ca (Voir Annexe 1 RA)

Le GRAME soumet pour référence un exemple d'installation de panneaux solaires à Iqaluit en Colombie-Britannique, lequel démontre l'intérêt d'une telle initiative de production chez le client :

Radio-Canada
Publié le 25 septembre 2022

Un propriétaire d'Iqaluit a vu ses factures d'électricité fortement réduites au cours de l'été après avoir fait installer 10 panneaux solaires sur sa maison.

« Au mois de mai, la facture était de 1 cent, déclare Bert Rose. Au mois de juin, elle était de 2 cents et en juillet de 1 cent ».

Auparavant, son électricité lui coûtait environ 200 $ par mois.

Lors du solstice d'été du mois de juin, la lumière du jour dure presque 21 heures à Iqaluit. Pendant l'été, sa maison produit même un excédent d'énergie.

Pour profiter de cet excédent, Bert Rose s'est inscrit au programme de facturation nette de la Société d'énergie Qulliq. Ce programme lui permet de produire sa propre électricité à partir de ressources renouvelables et d'intégrer le surplus de courant dans le réseau du service public d'électricité du Nunavut.

En échange, M. Rose obtient des crédits qu'il applique à ses factures hivernales.

> *« Quand viennent les mois de novembre et décembre, lorsqu'il n'y a que cinq à six heures de rayons de soleil par jour, les panneaux ne produisent pas autant d'électricité. »*
>
> *— Bert Rose*

Référence : Avec ses panneaux solaires à Iqaluit, il voit fondre ses factures d'électricité.pdf (Voir Annexe 2 RA)

En réponse à une demande du GRAME concernant la rentabilité des options de conversion utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, soit la production décentralisée chez le client comparativement à une production centralisée supervisée par Hydro-Québec, le Distributeur ne fournit pas de réponse, étant en discussion avec son partenaire Tarquti quant à ces deux options. **Le GRAME note cependant que les deux options sont à l'étude, ce qui est nécessaire**.

3.2.2. En ce qui a trait à la rentabilité des options de conversion utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, le Distributeur a-t-il exploré la différence entre la production décentralisée chez le client, comparativement à une production centralisée qui serait plutôt supervisée par le Distributeur, ou encore une combinaison des deux ?

Réponse :

Le Distributeur est présentement en discussion avec son partenaire Tarquti quant à ces deux options.

Référence : R-4210-2022, B-0064, Réponses à la demande de renseignements no 2 du GRAME, RDDR no 3.2.2

Dans ses rapports présentés aux dossiers R-3864-2013[13] et R-3986-2016[14], le GRAME avait produit une comparaison entre les deux modèles d'affaires.

[13] R-3864-2013, C-GRAME-0012, p. 15-25
[14] R-3886-2016, C-GRAME-0009, p. 15-25

Il soulignait qu'un modèle d'affaires visant la production solaire photovoltaïque administré par le Distributeur serait préférable au modèle d'affaires visant la production par la clientèle associée à une option tarifaire de mesurage net, considérant le fait que : *« La plupart des habitants du Nunavik ne paient pas directement la facture d'électricité de leur logement, donc l'incitatif financier à changer leurs habitudes de consommation est faible.* »[15]

Au dossier R-3864-2013, le GRAME avait également produit une analyse du nombre de litres de diesel économisés, de la réduction annuelle des émissions de CO2 et de la durée de vie des équipements pour un scénario de production énergétique correspondant à 10 % de la demande, ainsi qu'un calcul des économies potentielles, dans le cas où le Distributeur administrait lui-même l'opération de ces approvisionnements, donc sans intermédiaire. Nous reproduisons ci-dessous les résultats de cette analyse dans le but de démontrer l'importance que soit mis en place ce moyen de production énergétique complémentaire.

Analyse de sensibilité du potentiel représenté par l'effacement de la demande par le solaire de dimension résidentielle			
% d'effacement de la demande pour 2013	**5% en $**	**10% en $**	**20% en $**
Investissement total requis	18 485 293	36 970 585	73 941 171
Valeur actuelle cout évité en énergie total	25 532 518	51 065 036	102 130 073
Valeur actuelle nette du montant rendu disponible	7 047 225	14 094 450	28 188 901
Nombre total d'installations de 10 KWp nécessaires (total)	370	739	1 479
Nombre d'installations de 10 KWp nécessaires (moyenne par ville)	26	53	106
Espace total occupé (m2)	24 622	49 244	98 489
Diésel non brulé (litres/année)	1 063 781	2 127 561	4 255 122
Diésel non brulé, total (Litres)	26 594 514	53 189 027	106 378 054
Réduction annuelle des émissions de CO2 (T)	2 899	5 798	11 595
Réduction totale émissions de CO2 (T)	72 470	144 940	289 880

Référence : 3864-2013, C-GRAME-0012, p. 22

[15] R-4110-2019 Phase 1, B-0092, Annexe A, p. 124 du pdf

3.2.1 Conclusions et recommandations

La conversion des réseaux autonomes est nécessaire, non seulement pour réduire les coûts associés à la croissance des prix des combustibles, mais principalement dans le but de décarboner ces réseaux plus rapidement.

Considérant que le premier projet pilote pour l'énergie solaire photovoltaïque au Nunavik a pris du retard[16] et que le Distributeur n'a toujours pas obtenu les résultats de ce projet pilote qu'il a mis en place dans un seul village, le GRAME est d'avis que la mise en place d'un intermédiaire bien implanté dans le milieu est nécessaire pour réaliser ce potentiel.

Le GRAME recommande à la Régie de lancer un message clair à l'effet qu'une cible pour la conversion vers des énergies propres doit être mise en place pour chacun des réseaux autonomes et que l'objectif est la réduction des émissions de GES et la décarbonation des réseaux autonomes. En effet, chacun des réseaux devrait pouvoir se doter, au minimum, d'énergie complémentaire propre permettant de réduire sa dépendance aux carburants.

3.3 Plan d'action portant sur la conversion des RA

Au dossier R-4110-2019, la Régie demandait au Distributeur de déposer au présent dossier un suivi sur l'échéancier du plan d'action portant sur la conversion des RA :

> [641] La Régie approuve le plan d'action du Distributeur ainsi que ses orientations relatives à la conversion des réseaux autonomes. Bien qu'elle soit consciente que les démarches de conversion puissent impliquer différents délais, elle demande au Distributeur de déposer un suivi sur l'échéancier de ce plan d'action dans le cadre du plan d'approvisionnement 2022-2031. Elle lui demande également de préciser, le cas échéant, les causes des délais dans le déploiement de sa stratégie. (Notre souligné)
>
> Référence : R-4110-2019, D-2022-062

Le GRAME soumet qu'aucun plan de conversion complet n'a été soumis par le Distributeur, contrairement à ceux déposés aux dossiers précédents portant sur les plans d'approvisionnement du Distributeur.

Par exemple, au dossier R-3986-2016, le Distributeur présentait un calendrier de lancement des appels de propositions pour la conversion vers des énergies renouvelable des réseaux autonomes :

[16] R-4210-2022, B-0064, Réponses à la demande de renseignements no 2 du GRAME, RDDR no 3.1

TABLEAU 4 :
CALENDRIER DE LANCEMENT DES APPELS DE PROPOSITIONS

Réseau visé	Objet	Date
Îles-de-la-Madeleine	**Conversion**	
Phase 1	*éolien*	*23 octobre 2015*
Phase 2	*raccord. / ouvert*	*Début 2018*
Obedjiwan	**Conversion** *biomasse*	*Novembre 2016*
La Romaine	*Raccordement*	-
Tasiujaq	**Pérennité** *thermique / renouvelable ?*	*Automne 2016 / Printemps 2017*
Clova **L'Île-d'Entrée** **Port-Menier**	**Conversion** *ouvert*	*Printemps 2019*

Réseau visé	Objet	Date
NUNAVIK		
Phase 1 - Est	**Conversion**	
Aupaluk	*ouvert*	*Automne 2017*
Kangiqsualujjiuaq		
Kangiqsujuaq		
Kangirsuk		
Kuujjuaq		
Quaqtaq		
Phase 2 - Ouest	**Conversion**	
Akulivik	*ouvert*	*Automne 2018*
Inukjuak		
Ivujivik		
Kuujjuarapik		
Puvirnituq		
Salluit		
Umiujaq		

Référence : R-3986-2016, B-0010, Page 12

Dès 2010, au dossier R-3748-2010, le Distributeur identifiait les scénarios envisagés pour la conversion des réseaux autonomes, en y associant le potentiel de réduction des GES. Le GRAME réitère que l'approche du Distributeur doit être alignée sur la décarbonation de l'ensemble des réseaux autonomes.

TABLEAU 9
RÉDUCTION POTENTIELLE DES ÉMISSIONS DE CO_2
(TONNES DE CO_2 PAR AN)

CENTRALE	Émissions CO_2 Tonnes/an	Scénarios envisagés	Réduction CO_2 Tonnes/an	Réduction CO_2 %
Nunavik				
Akulivik	1 956	JED	978	
Aupaluk	842	JED	526	
Inukjuak	5 890	Hydraulique	5 890	
Ivujivik	1 229	JED	614	
Kangiqsualujjuaq	2 907	JED	1 615	
Kangiqsujjuaq	2 579	JED	1 161	
Kangirsuk	2 300	JED	1 035	
Kuujjuaq	12 047	JED	3 475	
Kuujjuarapik	7 412	JED	2 895	
Puvirnituq	6 154	JED	2 249	
Quaqtaq	1 480	JED	423	
Salluit	4 569	JED	1 729	
Tasiujaq	1 561	JED	780	
Umiujaq	1 565	JED	963	
Total	**52 491** **26%**		**24 333**	**46%**
Basse-Côte-Nord				
La Romaine	9 375	Raccordement	9 375	
La Tabatière	0	Aucun		
Blanc-Sablon	0	Aucun		
Saint-Augustin	0	Aucun		
Total	**9 375** **5%**		**9 375**	**100%**
Anticosti				
Port-Menier[1]	**3 169** **2%**	Biomasse	**0**	**0%**
Haute-Mauricie				
Opitciwan[1]	8 126	Biomasse ou raccordement	8 126	
Wemotaci[2]	3 600	Raccordé	3 600	
Clova	583	Raccordement	583	
Total	**12 309** **6%**		**12 309**	**100%**
Îles-de-la-Madeleine				
Cap-aux-Meules	126 290	JED et raccordement	126 290	
L'Île-d'Entrée	748	Raccordement	748	
Total	**127 038** **62%**		**127 038**	**100%**
Total des réseaux	**204 382**		**173 055**	**85%**

Référence : R-3748-2010, B-0006, Page 29

Enfin, le GRAME note que le Distributeur privilégie encore l'ajout ou le remplacement de groupes diesel dans ses installations afin de répondre à la demande croissante en puissance.

> 6.3. Moyens permettant d'assurer la fiabilité en puissance
>
> Pour intégrer de l'énergie renouvelable variable dans un réseau autonome, il faut pouvoir compter sur une deuxième source de production disponible en tout temps. C'est pourquoi le Distributeur procède principalement à des ajouts ou des remplacements de groupes diesel dans ses installations pour répondre à la demande énergétique. Dans les situations où l'ajout de moyens permanents permettant de combler le déficit en puissance ne peut être déployé à brève échéance, le Distributeur déploie des groupes électrogènes mobiles. (Notre souligné)
>
> Référence : R-4210-2022, B-0013, section 6.3

À cet égard, le GRAME note qu'une seule centrale à Tasiujaq[17] visant l'intégration de l'énergie solaire sera déployée sur l'ensemble des réseaux du Nunavik et que le portrait du plan de conversion des réseaux autonomes, incluant les échéanciers pour chacun des réseaux du Nunavik, semble incomplet puisque seuls 4 villages y sont identifiés dans la preuve du Distributeur.

Le GRAME présente le sommaire des informations retrouvées dans la preuve du Distributeur afin de présenter un portrait des démarches entreprises pour la conversion des réseaux autonomes vers les énergies renouvelables.

[17] R-4210-2022, B-0013, p. 24

Certains constats peuvent être faits : (1) les données relatives aux émissions de GES ne sont pas disponibles, (2) les scénarios de conversion sont absents dans plusieurs réseaux et (3) aucun suivi de la cible de réduction des émissions de GES n'est disponible :

CENTRALE	Émissions CO2 Tonnes/an	Moyens pour assurer la fiabilité en puissance planifiés [18]	Scénario de conversion[19]	Réduction CO2 Tonnes/an	Réduction CO2 %
Nunavik					
Akulivik		Nouvelle centrale thermique pour la pointe 2027-2028			
Aupaluk		Raccordement au réseau d'un groupe électrogène mobile avant la pointe 2022-2023.			
Inukjuak		Évaluation de la possibilité de construire une nouvelle centrale thermique pour la pointe 2024-2025.	Centrale hydroélectrique mise en service au printemps 2023		
Ivujivik			Centrale hydroélectrique au fil de l'eau 2023	700 000 sur 40ans	
Kangiqsualujjuaq		Planification d'une augmentation de puissance pour la pointe 2030-2031.			
Kangiqsujjuaq		Évaluation de la possibilité de construire une nouvelle centrale thermique pour la pointe 2028-2029.			
Kangirsuk		Planification d'une augmentation de puissance pour la pointe 2028-2029.			
Kuujjuaq		Planification d'une augmentation de puissance pour la pointe 2026-2027.			
Kuujjuarapik		Planification d'une augmentation de puissance pour la pointe 2024-2025	JED[20] Projet éolien		
Puvirnituq		Nouvelle centrale thermique pour la pointe 2026-2027.	Panneau solaire[21]		
Quaqtaq		Raccordement au réseau, d'un groupe électrogène mobile : 2022-2023	JED et Projet pilote panneaux solaires		
Salluit		Augmentation de la puissance de la centrale actuelle. Remplacement de deux groupes de 855 kW par deux de 880 kW.[22]			
Tasiujaq		Nouvelle centrale thermique : mise en service 2023-2024.	Centrale diesel/énergie solaire. Mise en service 2023.		

[18] R-4210-2022, B-0063, Réponses à la demande de renseignements no 2 du GRAME, RDDR no 3.3.2
[19] R-4210-2022, B-0013, 6.2. Conversion des réseaux autonomes, pages 22-25
[20] Jumelage éolien-diesel (JED)
[21] R-4210-2022, B-0063, Réponses à la demande de renseignements no 2 du GRAME, RDDR no 3.3.2
[22] R-4210-2022, B-0013, page 11

Umiujaq		Augmentation de puissance pour la pointe 2031-2032.			
Basse-Côte-Nord[23]					
La Romaine		6 groupes diesel léger	Raccordé au réseau intégré au cours de l'année 2022.		
La Tabatière		7 groupes diesel léger			
Blanc-Sablon		4 groupes diesel léger			
Obedjiwan		Poursuite des discussions d'appro. d'électricité à la biomasse : pour la pointe 2026-2027	Biomasse		
Anticosti					
Port-Menier					
Haute-Mauricie					
Opitciwan		Poursuite des discussions d'appro. d'électricité à la biomasse : pour la pointe 2026-2027	Biomasse		
Clova		Évaluation de la possibilité d'effectuer un raccordement pour la pointe 2026-2027.[24]	Raccordement		
Îles-de-la-Madeleine		En cours de processus[25]			
Cap-aux-Meules		Dépôt de la nouvelle stratégie printemps 2025	Conversion au GNL-R combinée à l'ajout d'éoliennes; et Micro-réseau		
L'Île-d'Entrée					

3.3.1 Conclusions et recommandation

Le GRAME recommande que soit ordonné au Distributeur de présenter l'ensemble des réseaux séparément avec les scénarios envisagés, les réductions de GES potentielles et les dates prévues pour les réaliser.

Le GRAME recommande à la Régie d'ordonner au Distributeur le dépôt de ces informations aux prochains plans d'approvisionnement afin de permettre à la Régie de suivre l'évolution des démarches réalisées pour l'atteinte de l'objectif d'approvisionnement en énergie propre à 80 % à l'horizon de 2030.[26]

[23] R-4210-2022, B-0013, Tableau 8.6, page 63
[24] R-4210-2022, B-0007, page 12
[25] R-4210-2022, B-0074
[26] R-4210-2022, B-0007, page 12