Plan d’approvisionnement 2027-2041 des réseaux autonomes

Table des matières

1. Prévision de la demande 4
1.1 Méthodologie de la prévision de la demande 4
1.2 Prévision des besoins en énergie et en puissance 4
2. Approvisionnements 5
2.1 Suivi de la stratégie du Plan d'approvisionnement 2023-2032 5
2.2 Fiabilité des approvisionnements 6
2.3 Bilans 7
2.3.1 Bilan d'énergie 7
2.3.2 Bilan de puissance 7
2.4 Stratégie d'approvisionnement 8
2.4.1 Conversion des réseaux autonomes 8
2.4.2 Nunavik 9
2.4.3 Autres réseaux 10
2.5 Moyens permettant d'assurer la fiabilité en puissance 10
3. Interventions pour mieux consommer dans les réseaux autonomes 13
3.1 Utilisation efficace de l'énergie avec le programme ERA – volet combustible 13
3.1.1 Description du programme ERA – volet combustible 14
3.2 Description du programme ERA - Volet efficacité énergétique 14
3.3 Initiatives pour le programme ÉRA 15
4. Coûts évités des réseaux autonomes 16
4.1 Coûts évités de l'énergie 16
4.2 Coûts évités de la puissance 16

Liste des tableaux

Tableau 1.1 Prévision des besoins en énergie par territoires 4
Tableau 1.2 Prévision des besoins en puissance par territoires 4
Tableau 2.1 Marges de puissance par réseaux après application du critère de planification 7
Tableau 2.2 Moyens pour assurer la fiabilité en puissance planifiés et en cours 11
Tableau 3.1 Programmes disponibles dans les réseaux autonomes 13
Tableau 3.2 Programme ERA – volet combustible Appuis financiers disponibles par réseau autonome 14
Tableau 3.3 Statut des initiatives en réseaux autonomes 15
Tableau 4.1 Coûts évités par réseau autonome Annuité croissante exprimée en ¢/kWh de 2026 17

1. Prévision de la demande

1.1 Méthodologie de la prévision de la demande

La prévision des besoins en énergie et en puissance des réseaux autonomes s'appuie sur l'analyse des données historiques de ventes, de production des centrales et d'abonnements, de même que sur les perspectives démographiques et l'évolution prévue des consommations unitaires. Elle intègre également l'évolution du parc de véhicules routiers selon leur mode de propulsion afin de refléter l'impact attendu de l'électrification des transports sur la demande d'électricité. Les gains attribuables aux interventions en efficacité énergétique sont par ailleurs incorporés aux prévisions.

Les besoins projetés comprennent les ventes d'électricité, la consommation des centrales, les usages internes des installations d'Hydro-Québec ainsi que les pertes liées au transport et à la distribution de l'électricité.

1.2 Prévision des besoins en énergie et en puissance

Les tableaux 1.1 et 1.2 présentent respectivement la prévision des besoins en énergie et en puissance, à la pointe d'hiver, pour chacun des territoires sur la période du Plan.

L'historique de la demande pour les années 2016 à 2025 pour chaque territoire est présenté à la pièce HQD-3, Document 1.1 à la section 3 et la prévision détaillée se retrouve à la section 4.

Tableau 1.1
Prévision des besoins en énergie par territoires

en GWh	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	Croissance 2026-2041	
																	GWh	Taux annuel moyen
Îles-de-la-Madeleine	226,8	229,4	230,5	230,0	230,4	230,8	232,1	232,3	233,5	234,9	237,4	238,4	240,4	242,5	245,6	246,7	19,9	0,6%
Nunavik	133,7	136,7	140,1	142,6	145,7	148,7	152,2	154,8	157,7	160,7	164,2	166,6	169,5	172,5	176,1	178,7	45,0	2,0%
Basse-Côte-Nord	78,3	78,8	79,4	79,4	79,7	80,0	80,6	80,6	81,0	81,3	82,0	82,2	82,6	83,2	84,1	84,3	6,0	0,5%
Schefferville	55,7	56,9	58,0	58,5	59,0	59,4	60,1	60,2	60,7	61,0	61,7	61,9	62,4	62,9	63,6	63,8	8,1	0,9%
Haute-Mauricie	21,6	23,3	23,6	23,9	23,1	23,5	23,9	24,2	24,7	25,1	25,6	26,1	26,6	27,1	27,7	28,2	6,5	1,8%

Tableau 1.2
Prévision des besoins en puissance par territoires

en MW	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032	2032-2033	2033-2034	2034-2035	2035-2036	2036-2037	2037-2038	2038-2039	2039-2040	2040-2041	2041-2042	Croissance 2026-2041	
																	MW	Taux annuel moyen
Îles-de-la-Madeleine	49,6	49,8	49,8	49,8	49,7	49,6	49,7	49,9	50,0	50,2	50,4	50,6	50,8	51,1	51,3	51,3	1,7	0,2%
Nunavik	25,7	26,4	27,0	27,6	28,2	28,8	29,3	29,9	30,5	31,1	31,6	32,2	32,7	33,4	33,9	34,5	8,7	2,0%
Basse-Côte-Nord	20,2	20,2	20,3	20,3	20,4	20,5	20,6	20,7	20,7	20,8	21,0	21,1	21,2	21,3	21,5	21,6	1,4	0,5%
Schefferville	12,8	13,1	13,3	13,5	13,6	13,7	13,8	13,9	14,0	14,1	14,1	14,3	14,4	14,5	14,6	14,7	1,9	0,9%
Haute-Mauricie	4,7	4,8	4,9	5,0	4,8	4,8	4,9	5,0	5,1	5,2	5,3	5,4	5,5	5,6	5,7	5,8	1,1	1,4%

À l'instar du *Plan d'approvisionnement 2023-2032*, le Nunavik présente de nouveau la plus forte croissance des besoins parmi l'ensemble des territoires. Cette hausse s'explique notamment par la forte croissance démographique de la région ainsi que par la réalisation de projets ponctuels.

Quant aux Îles-de-la-Madeleine (IDLM), le Plan n'intègre plus les impacts du raccordement au réseau intégré pour ce réseau puisque celui-ci ne sera pas raccordé et demeurera un réseau autonome.

Concernant le réseau de La Romaine qui a été raccordé avec succès, toutes les sections référant à ce réseau ont été retirées et son impact n'est plus pris en compte dans les agrégats régionaux.

2. Approvisionnements

2.1 Suivi de la stratégie du Plan d'approvisionnement 2023-2032

Depuis l'*État d'avancement 2018 du Plan d'approvisionnement 2017-2026,* le Distributeur maintient la stratégie annoncée, soit celle d'assurer la fiabilité des approvisionnements tout en respectant les critères établis. Celle-ci consiste à agir d'abord sur la demande en mettant de l'avant les interventions en efficacité énergétique, suivies de moyens de conversion vers des énergies plus propres et du déploiement de moyens permettant d'assurer la fiabilité en puissance.

Interventions en efficacité énergétique

Le Distributeur a poursuivi certaines campagnes de sensibilisation auprès de la clientèle résidentielle et évalue la meilleure approche de sensibilisation pour adapter ses campagnes dans chacun des réseaux.

Le programme Énergie en réseau autonome (ERA)[1] a également été bonifié dans certains réseaux. Ce programme est composé de deux volets : celui sur l'efficacité énergétique et celui relatif au chauffage au combustible. La section 3 présente les interventions pour mieux consommer dans les réseaux autonomes.

Conversion des réseaux autonomes

Le Distributeur poursuit son travail pour convertir de façon partielle ou totale la production d'électricité des réseaux autonomes vers des sources d'énergie plus propres et moins chères.

Des avancées notables ont été réalisées depuis la publication du *Plan d'approvisionnement 2023-2032*, notamment au Nunavik avec l'autorisation de nouveaux contrats d'approvisionnement en électricité (CAÉ). L'avancement du plan de transition est présenté à la section 2.4.

Comme mentionné à l'*État d'avancement 2025 du Plan d'approvisionnement 2023-2032* relativement aux IDLM, « le projet de raccordement par câbles sous-marins, qui était suspendu

[1] Anciennement connu comme le Programme d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉ).

depuis mars 2023, est abandonné définitivement. […] Le Distributeur a annoncé publiquement, le 4 juin 2025 la construction d'une nouvelle centrale thermique sur le site de l'actuelle centrale ».[2]

Moyens permettant d'assurer la fiabilité en puissance

Depuis le dernier plan d'approvisionnement, le Distributeur a procédé à des augmentations de puissance dans les réseaux suivants :

- Dans le village d'Inukjuak, une centrale de réserve a été mise en service, en plus d'une centrale hydraulique pour laquelle le Distributeur a un CAÉ ;
- Dans le village de Kuujjuarapik, un groupe a été ajouté ;
- Dans le village de Quaqtaq, la puissance des trois groupes a été augmentée ;
- Dans le village de Tasiujaq, une nouvelle centrale thermique a été mise en service.

Les autres moyens planifiés pour assurer la fiabilité en puissance sur l'horizon du Plan sont présentés à la section 2.5.

2.2 Fiabilité des approvisionnements

La puissance garantie est établie à partir du critère de planification, qui est composé des critères de disponibilité et de stabilité :

- Le critère de disponibilité correspond à la puissance installée de la centrale, moins celle du groupe le plus puissant (N-1). L'application de ce critère vise à assurer une alimentation fiable de tous les clients en période de pointe, et ce, dans l'éventualité où le groupe le plus puissant deviendrait indisponible.
- Le critère de stabilité correspond à 90 % de la capacité disponible. Ce critère permet à chaque centrale de conserver une marge de puissance suffisante pour absorber des variations brusques de charge ainsi que les déséquilibres importants causés par la faible diversité de la charge.

La puissance garantie s'obtient donc par le produit (N-1) × 90 %.

Le critère de fiabilité basé sur la puissance garantie est appliqué dans l'ensemble des 21 réseaux autonomes. Dans un réseau avec plusieurs centrales, le critère s'applique à l'ensemble du réseau (puissance installée de l'ensemble des centrales) et non à chacune des centrales (par exemple, Lac-Robertson et Schefferville).

Pour le calcul de la puissance garantie d'un producteur hydroélectrique privé, la puissance installée totale est considérée comme une seule unité de production. C'est cette unité de production qui fait office de groupe le plus puissant et qui est soustrait dans le calcul de la puissance garantie de ce réseau (par exemple, Inukjuak). Ce principe est aussi retenu pour le projet de centrale à la biomasse d'Obedjiwan.

[2] *État d'avancement 2025 du Plan d'approvisionnement 2023-2032*, page 30.

Les marges de puissance prévues pour chacun des réseaux autonomes sont présentées dans le tableau 2.1. La marge de puissance correspond à la différence entre la puissance garantie des équipements permanents planifiés, à laquelle s'ajoutent, le cas échéant, la contribution reconnue des groupes électrogènes mobiles et des charges interruptibles, et la prévision des besoins en puissance sur la période du Plan. Une valeur positive signifie que le Distributeur dispose d'une marge de puissance suffisante et une valeur négative signale un déficit de puissance. Le Distributeur rappelle que les marges de puissance en réseaux autonomes sont exprimées en kilowatt compte tenu du fait que leur niveau est relativement bas, et de fait, qu'elles sont fortement sensibles aux faibles variations de la demande.

À noter que le Distributeur compte dorénavant accorder davantage d'attention aux besoins en maintenance en période de faible charge du réseau dans sa détermination de ses besoins en puissance.

2.3 Bilans

2.3.1 Bilan d'énergie

Les équipements actuels suffisent à répondre aux besoins en énergie de la clientèle de chacun des réseaux autonomes. Les contrats d'approvisionnements en carburants sont présentés à la section 9 de la pièce HQD-3, Document 1.1.

2.3.2 Bilan de puissance

Tableau 2.1
Marges de puissance par réseaux après application du critère de planification

Hiver (1er décembre au 31 mars) en kW	2026 - 2027	2027 - 2028	2028 - 2029	2029- 2030	2030 - 2031	2031 - 2032	2032 - 2033	2033 - 2034	2034 - 2035	2035 - 2036	2036 - 2037	2037 - 2038	2038 - 2039	2039 - 2040	2040 - 2041
Îles-de-la-Madeleine															
Cap-aux-Meules[1]	3 679	3 502	3 515	3 574	3 639	3 700	3 592	3 462	3 317	3 130	2 929	2 709	2 482	2 226	2 048
L'Île-d'Entrée	498	498	525	525	525	525	525	525	524	523	522	520	519	517	516
Nunavik															
Akulivik	298	259	248	234	220	207	192	324	309	295	280	263	246	228	211
Aupaluk [1]	212	284	279	274	266	257	248	238	229	220	209	197	184	172	160
Inukjuak [2][3]	1 781	1 724	1 685	1 646	1 604	1 559	1 513	1 465	1 408	1 342	1 272	1 198	1 120	1 036	954
Ivujivik	322	304	325	336	326	319	660	656	651	645	636	624	612	599	587
Kangiqsualujjuaq [1]	(41)	597	571	551	536	521	1 530	1 501	1 473	1 445	1 414	1 383	1 352	1 320	1 289
Kangiqsujuaq [1]	248	234	1 179	1 167	1 154	1 141	1 128	1 115	1 102	1 090	1 076	1 063	1 049	1 035	1 021
Kangirsuk [1]	372	367	363	357	624	616	607	598	589	580	570	558	547	535	523
Kuujjuaq [1]	1 230	1 060	977	903	1 732	1 659	1 583	1 506	1 428	1 348	1 258	1 162	1 065	964	863
Kuujjuarapik	355	342	312	281	252	223	195	168	141	114	83	50	1 083	1 048	1 012
Puvirnituq [1]	(153)	1 549	1 510	1 457	1 401	1 342	1 282	1 220	1 158	1 095	1 027	957	885	812	740
Quaqtaq [1]	438	414	387	363	1 143	1 123	1 101	1 081	1 059	1 039	1 017	996	975	954	933
Salluit [1]	723	695	2 254	2 215	2 176	2 138	2 099	2 060	2 022	1 983	1 942	1 898	1 855	1 810	1 765
Tasiujaq	471	475	469	461	452	443	434	425	416	407	396	384	372	360	348
Umiujaq [1]	64	48	449	440	725	709	692	676	660	644	627	609	591	573	554
Basse Côte-Nord															
Lac-Robertson	1 264	1 215	1 162	1 103	1 037	965	896	821	742	638	533	418	296	163	46
Port-Menier	190	181	167	159	151	149	139	134	130	127	120	112	105	97	90
Schefferville															
Schefferville [1][6]	3 123	2 767	2 554	2 396	2 297	2 199	9 570	9 474	9 382	9 296	9 209	9 097	8 993	8 886	8 803
Haute-Mauricie															
Clova [4][5]	(50)	(56)	(58)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Obedjiwan [1][2]	733	2 489	2 395	2 312	2 248	2 172	2 106	2 017	1 918	1 819	1 737	1 613	1 513	1 396	1 308

1. Avec groupe électrogène mobile pour assurer le respect du critère de fiabilité.
2. Inclut l'option d'électricité interruptible.
3. La prévision de la demande de 2024 a été utilisée pour établir la marge en puissance.
4. Raccordement.
5. Groupe(s) électrogène(s) mobile(s) présent(s), mais non pris en compte dans le bilan.
6. Sensible au manque de redondance en transport et à la formation de frasil.

Les équipements planifiés suffisent à répondre aux besoins en puissance de la clientèle de chacun des réseaux autonomes, bien que les réseaux de Kangiqsualujjuaq, Puvirnituq et Clova présentent des bilans légèrement négatifs en début de période.

En ce qui concerne Cap-aux-Meules, le Distributeur a obtenu les autorisations gouvernementales nécessaires pour l'exploitation des groupes électrogènes mobiles. Ceux-ci ont donc été intégrés au bilan de puissance. Une nouvelle centrale thermique est planifiée à l'horizon 2035, mais n'a pas été intégrée au bilan compte tenu que le nombre de groupes et la puissance ne sont pas encore établis.

Quant au réseau d'Inukjuak, le Distributeur travaille à revoir la modélisation de l'effacement à la pointe des charges de chauffage électrique que permet la biénergie, notamment en raison de certaines contraintes relatives à la collecte des données qui incluent désormais trois types d'usages : le chauffage des locaux, le chauffage de l'eau et les usages de base. Conséquemment, la prévision de la demande de 2024, pour laquelle un tel modèle était développé, a été utilisée pour établir le bilan de puissance de ce réseau. Le Distributeur n'y anticipe aucun enjeu quant au bilan de puissance.

En ce qui concerne Kangiqsualujjuaq, le déficit lié à une croissance rapide de la prévision de la demande pourra être géré en exploitation d'ici la mise en place de moyens de production supplémentaires (voir tableau 2.2).

En ce qui concerne Puvirnituq, la mise en service de la nouvelle centrale n'a pas été prise en compte pour l'hiver 2026-2027. Cette mise en service pourrait survenir durant la pointe ou peu de temps après. Le Distributeur présente donc un portrait conservateur en retenant la puissance de l'ancienne centrale pour le calcul de la puissance garantie de cet hiver, ce qui présente un déficit qui pourra être géré en exploitation.

En ce qui concerne Clova, une génératrice mobile, non prise en compte au bilan, est présente sur ce site pour assurer la fiabilité en puissance.

Quant à Schefferville, les génératrices mobiles ont été intégrées au bilan. Ce réseau demeure toutefois susceptible d'être touché par une panne du réseau de transport ou encore par la formation de frasil à l'automne. Ces situations exceptionnelles peuvent faire en sorte que les moyens de production couvrent partiellement les besoins en puissance, d'ici le déploiement de moyens supplémentaires.

À noter que la contribution en puissance des génératrices mobiles a été revue par rapport aux derniers plans pour tenir compte plus fidèlement de leur type de raccordement au réseau.

Les stratégies visées à la section 2.4 et appliquées par le Distributeur, sont reflétées au tableau 2.2.

2.4 Stratégie d'approvisionnement

2.4.1 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.

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 :

- ententes 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 répondent aux quatre orientations approuvées par la Régie dans sa décision D-2017-140 et réitérées par ses décisions D-2018-148, D-2022-062, D-2022-109, D-2023-078, D-2023-082, D-2023-094 et D-2025-104. Le Distributeur rappelle ici ces orientations :

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

Dans ce contexte, le Distributeur évaluera, au moment opportun, le coût des différentes alternatives d'alimentation spécifiques à chacun des réseaux.

Par ailleurs, le Distributeur présente l'état de la transition énergétique dans les réseaux autonomes.

2.4.2 Nunavik

Le Distributeur a amorcé le développement de projets d'énergie renouvelable en partenariat avec des organisations inuites régionales. Dans le modèle d'affaires en déploiement, les organisations inuites possèdent et opèrent des parcs de production d'énergie renouvelable et le Distributeur achète l'électricité produite en vertu des CAÉ. Le Distributeur maintient cette approche partenariale, jugeant qu'elle demeure la mieux adaptée au contexte d'affaires particulier du Nunavik.

À cette fin, le Distributeur poursuit son partenariat avec Les Énergies Tarquti inc. (Tarquti) pour les projets d'énergie renouvelable au Nunavik qui n'étaient pas déjà en négociation ou en réalisation, comme dans le cas des projets de Kuujjuarapik-Whapmagoostui et d'Inukjuak. À ce titre, des progrès importants ont été réalisés avec Tarquti.

Puvirnituq

Un CAÉ pour de l'énergie produite à partir d'un parc éolien de 9 MW, intervenu entre HydroQuébec et Tarquti, a été autorisé par la Régie en novembre 2025. Les travaux débuteront en 2027. La mise en service est planifiée pour la fin 2028.

Quaqtaq

Un CAÉ pour de l'énergie produite à partir d'un parc éolien de 3 MW, intervenu entre Hydro-Québec et Tarquti, a été autorisé par la Régie en novembre 2025. Les travaux ont débuté à l'été 2026. La mise en service est planifiée pour la fin de 2027.

Kuujjuarapik-Whapmagoostui

Le promoteur Kuujjuarapik Whapmagoostui Renewable Energy Corporation (KWREC) a informé Hydro-Québec, en février 2026, de la suspension temporaire du projet éolien et a demandé la résiliation du CAÉ, à la suite d'enjeux locaux distincts des activités et responsabilités du Distributeur qui ont empêché l'atteinte de conditions essentielles à la réalisation du projet. Des discussions sont en cours entre Hydro-Québec et KWREC concernant les conditions de résiliation.

2.4.3 Autres réseaux

Clova

Comme mentionné à la section 2.5, le Distributeur planifie raccorder cette communauté au réseau intégré. La mise en service est planifiée pour la pointe 2029-2030.

Îles-de-la-Madeleine

Les livraisons d'énergie du Parc éolien de la Dune-du-Nord (PEDDN) au réseau des IDLM se poursuivent, depuis sa mise en service en 2020.

Le projet de Parc éolien de Grosse-Île (PEDGI), d'une puissance de 16,8 MW, se poursuit. Le gouvernement a publié, le 9 septembre 2026, le décret autorisant la réalisation du projet et le début des livraisons est maintenant prévu en 2029. De son côté, le Distributeur a débuté les travaux d'installation d'un système de stockage de 10 MW / 10 MWh qui permettra d'intégrer ce nouveau parc éolien. La mise en service du système de stockage est prévue en 2027.

Par ailleurs, le Distributeur poursuit son analyse des combustibles à faible intensité carbone pour alimenter la nouvelle centrale qui devrait être mise en service à l'horizon 2035. Le Distributeur prévoit toujours arrêter son choix de combustible initial en 2027. Le choix de combustible pourrait être appelé à évoluer dans le futur, notamment en fonction de la disponibilité sur le marché et des coûts.

Entre-temps, la démarche d'information et de consultation amorcée en 2025 se poursuit. Le Distributeur prévoit ainsi maintenir une présence constante et proactive auprès des citoyens et des parties prenantes du milieu pendant le déroulement de l'avant-projet. Il souhaite en effet informer et recueillir les préoccupations afin d'en tenir compte, lorsque possible, dans l'évolution du projet pour qu'il s'intègre harmonieusement au milieu d'accueil.

Obedjiwan

La mise en service de la centrale à la biomasse est reportée en 2027.

2.5 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.

Le tableau 2.2 présente les différents moyens pour assurer la fiabilité en puissance planifiés ou en cours.

Tableau 2.2
Moyens pour assurer la fiabilité en puissance planifiés et en cours

Réseau	Moyens planifiés ou en cours de réalisation
En planification	
Akulivik	> Planification d'une augmentation de puissance pour la pointe 2033-2034.
Blanc-Sablon (Lac-Robertson)	> Planification de la construction d'une nouvelle centrale de réserve pour la pointe 2033-2034.
Cap-aux-Meules	> Planification de la construction d'une nouvelle centrale thermique à l'horizon 2035. D'ici là, des groupes électrogène mobiles assurent la fiabilité en puissance.
Clova	> Planification d'un raccordement au réseau intégré pour la pointe 2029-2030. D'ici là, un groupe électrogène mobile assure la fiabilité en puissance.
Île-d'Entrée	> Planification d'une réfection qui engendrera une légère augmentation de puissance pour la pointe 2028-2029.
Ivujivik	> Planification d'une augmentation de puissance pour la pointe 2032-2033.
Kangiqsualujjuaq	> Planification de la construction d'une nouvelle centrale pour la pointe 2032-2033. D'ici là, un groupe électrogène mobile est planifié pour assurer la fiabilité en puissance à partir de la pointe 2027-2028.
Kangiqsujuaq	> Planification de maintien de la génératrice mobile après la mise en service de la nouvelle centrale en 2028-2029.
Kangirsuk	> Planification d'une augmentation de puissance pour la pointe 2030-2031. D'ici là, un groupe électrogène mobile assure la fiabilité en puissance.
Kuujjuaq	> Planification d'une augmentation de puissance pour la pointe 2030-2031. D'ici là, un groupe électrogène mobile assure la fiabilité en puissance.
Kuujjuarapik	> Planification d'une augmentation de puissance pour la pointe 2038-2039.
La Tabatière (Lac-Robertson)	> Planification d'une réfection majeure de la centrale de réserve en pérennité pour la pointe 2031-2032.
Obedjiwan	> Un CAÉ provenant de la biomasse a été autorisé par la Régie (juin 2023) pour ce réseau. Ce projet contribuera aux besoins en

Réseau	Moyens planifiés ou en cours de réalisation
	puissance pour la pointe 2027-2028, en plus d'une entente de puissance interruptible et d'un groupe électrogène mobile.
Quaqtaq	> Planification d'ajout d'un groupe électrogène mobile pour la pointe 2030-2031.
Salluit	> Planification d'ajout d'un groupe électrogène pour la pointe 2028-2029.
Schefferville	> Planification de la construction d'une nouvelle centrale pour la pointe 2032-2033. D'ici là, des groupes électrogènes mobiles assurent la fiabilité en puissance.
Umiujaq	> Planification d'une augmentation de puissance pour la pointe 2030-2031. D'ici là, un groupe électrogène mobile assurera la fiabilité en puissance à partir de la pointe 2028-2029.
En cours	
Aupaluk	> La construction de la nouvelle centrale d'Aupaluk est en cours et la mise en service est prévue pour la pointe 2027-2028. D'ici là, un groupe mobile assure la fiabilité en puissance.
Kangiqsujuaq	> La construction de la nouvelle centrale de Kangiqsujuaq est en cours. La mise en service est prévue pour la pointe 2028-2029. D'ici là, un groupe mobile assure la fiabilité en puissance.
Puvirnituq	> La construction de la nouvelle centrale de Puvirnituq est en cours. La mise en service est prévue pour la pointe 2027-2028.

3. Interventions pour mieux consommer dans les réseaux autonomes

Sur l'horizon du Plan d'approvisionnement, le déploiement du programme ERA est maintenu. En plus d'agir directement sur la demande, ce programme contribue à la réduction des émissions de GES puisque les appareils de chauffage utilisant un combustible nécessitent une quantité de combustible inférieure à celle qui serait requise par les centrales pour produire l'électricité nécessaire à l'alimentation d'équipements de chauffage équivalents.

Des appuis financiers pour la mise en place de mesures d'efficacité énergétique sont également offerts dans les réseaux autonomes afin de contribuer à une alimentation fiable et à moindre coût. Les programmes disponibles sont présentés au tableau 3.1. Des particularités s'appliquent pour chaque réseau autonome. Les critères d'admissibilité et les modalités varient selon les besoins et contextes de chaque réseau autonome.

De plus, le Distributeur évalue les stratégies de communication les plus appropriées à déployer en réseaux autonomes sur l'horizon du Plan d'approvisionnement afin de sensibiliser la clientèle aux enjeux énergétiques propres à leur réseau et aux comportements énergétiques à privilégier.

Tableau 3.1
Programmes disponibles dans les réseaux autonomes

	Haute Mauricie	Îles-de-la-Madeleine	Nunavik	Port-Menier	Schefferville
Énergie en réseau autonome - volet combustible	✓	✓	✓	✓	
Efficacité énergétique *(des particularités d'admissibilités s'appliquent)*					
Programme Logisvert	✓	✓	✓	✓	✓
Bonification pour les thermopompes		✓			
Bonification pour les panneaux solaires		✓			
Programme Solutions efficaces	✓	✓	✓	✓	✓
Bonification pour les panneaux solaires		✓			
Bonification des appuis pour équipements efficaces		✓			

3.1 Utilisation efficace de l'énergie avec le programme ERA – volet combustible

Dans l'optique d'encourager la clientèle des réseaux autonomes à utiliser une source d'énergie autre que l'électricité produite à partir d'une centrale thermique pour le chauffage des espaces, le Distributeur dispose de deux importants leviers : le tarif pour les clients situés au nord du 53^{e} parallèle et le programme ERA. Ces leviers ont deux objectifs : d'une part, réduire la demande électrique du Distributeur en période hivernale et, d'autre part, diminuer le coût des approvisionnements en combustible pour les centrales thermiques. En ce qui a trait aux IDLM, le programme ERA a été bonifié pour ce réseau à la suite de l'abandon du projet de raccordement des IDLM au réseau intégré d'Hydro-Québec.

3.1.1 Description du programme ERA – volet combustible

Le programme ERA - volet combustible permet à la clientèle en réseaux autonomes d'installer des systèmes de chauffage au combustible à moindre coût. Des appuis sont offerts pour l'installation de systèmes qui fonctionnent au mazout, à l'exception des IDLM où des appuis sont également offerts pour l'installation de systèmes qui fonctionnent au propane. Les trois catégories d'appuis[3] sont énumérées ci-dessous et le tableau 3.2 présente les réseaux dans lesquels ces appuis sont offerts :

- Subventions pour l'installation d'équipement de chauffage au combustible ;
- Couverture des frais liés à l'entretien, au dépannage et à la réparation des équipements de chauffage au combustible ;
- Couverture d'une partie des coûts d'achat de combustible.

Tableau 3.2
Programme ERA – volet combustible
Appuis financiers disponibles par réseau autonome

	Haute Mauricie		Îles-de-la-Madeleine	Nunavik		Port-Menier
	Clova	Obedjiwan		Whapmagoostui	Villages Inuits	
Clientèle résidentielle						
1 - Subvention pour équipement	✓	✓	✓			✓
2 - Maintenance des équipements		✓	✓		✓	✓
3 - Compensation - achat de combustible		✓	✓	✓	✓	✓
Clientèle d'affaires						
1 - Subvention pour équipement		✓	✓			✓
2 - Maintenance des équipements		✓	✓		✓	✓
3 - Compensation - achat de combustible		✓	✓		✓	✓

3.2 Description du programme ERA - Volet efficacité énergétique

Les programmes d'efficacité énergétique sont offerts aux clients des réseaux autonomes qui satisfont aux critères d'admissibilité. Compte tenu des particularités propres à chacun des réseaux, le Distributeur peut adapter certaines interventions et modalités afin de tenir compte des réalités locales. À cet effet, le déploiement de nouvelles interventions en efficacité énergétique peut être réalisé selon une approche par projet, laquelle cible un ou plusieurs réseaux pour une période définie. Le Distributeur prévoit poursuivre l'utilisation de cette approche lorsqu'elle est jugée appropriée afin de favoriser un accompagnement adapté aux clients et de concentrer les efforts de mise en œuvre.

L'impact des interventions en efficacité énergétique prévues sur l'horizon du Plan d'approvisionnement dans les réseaux autonomes est présenté à la section 6 de la pièce HQD-3, Document 1.1.

[3] Les conditions et modalités pour chaque catégorie d'appuis varient selon le réseau autonome visé.

3.3 Initiatives pour le programme ÉRA

Le tableau 3.3 suivant présente le statut des initiatives en réseaux autonomes pour les deux volets du programme ERA (combustible et efficacité énergétique).

Tableau 3.3
Statut des initiatives en réseaux autonomes

Réseau	Interventions
Haute-Mauricie	• **Clova** : comme mentionné à la section 2.5, le Distributeur planifie raccorder cette communauté au réseau intégré. • **Obedjiwan** : En 2025, le Distributeur a bonifié le programme ERA pour la clientèle résidentielle et d'affaires de la communauté. Le remplacement des équipements de chauffage au combustible en fin de vie est en cours.
Îles-de-la-Madeleine	• À la suite de l'annonce de l'abandon du projet de raccordement au réseau intégré d'Hydro-Québec, le Distributeur a bonifié plusieurs mesures du programme ERA pour la clientèle résidentielle et d'affaires. • Les clients qui ont un système de chauffage électrique bénéficient également de bonifications aux programmes Logisvert et Solutions efficaces notamment pour les panneaux solaires, les thermopompes ainsi que pour l'installation d'autres équipements efficaces. • Une collaboration avec le Centre de recherche en milieu insulaire maritime (CERMIM) est effective depuis août 2026, et ce, pour une durée de deux ans, afin de mettre en place un pôle régional d'accompagnement de la clientèle résidentielle et d'affaires dans le choix de solutions énergétiques appropriées.
Nunavik	• Le Distributeur poursuit son analyse plus approfondie pour les réseaux autonomes du Nunavik afin d'établir un plan d'action en matière de mesures et modalités répondant aux enjeux distincts de ces réseaux. • Cette analyse considère entre autres les audits énergétiques qui ont été réalisés dans les bâtiments commerciaux et institutionnels au Nunavik.
Tous les réseaux autonomes, incluant Port-Menier et Schefferville	• Évaluation en cours concernant les approches de communication et de sensibilisation les plus appropriées à déployer par réseau autonome sur l'horizon du Plan d'approvisionnement.

4. Coûts évités des réseaux autonomes

Le Distributeur maintient sa méthode d'évaluation des coûts évités de l'énergie et de la puissance approuvée dans la décision D-2026-033[4].

4.1 Coûts évités de l'énergie

Les coûts évités de l'énergie, exprimés en ¢/kWh, sont constitués plus spécifiquement des variables suivantes, lesquelles sont mises à jour chaque année :

- Coût de combustible (incluant le transport et la distribution) ;
- Taux de rendement moyen de la centrale (exprimé en kWh/litre) ;
- Coûts variables d'exploitation et d'entretien ;
- Pertes sur le réseau ;
- Coûts liés aux émissions de gaz à effet de serre.

À partir de ces variables, une annuité croissante (exprimée en $ 2026), indexée à l'inflation, est calculée.

Les coûts évités calculés reflètent la mise à jour annuelle des paramètres utilisés. Dans l'ensemble, ils sont légèrement inférieurs à ceux approuvés par la Régie dans la décision D-2026-033.

Pour le réseau de Schefferville, le coût évité de l'énergie est basé sur les paramètres du contrat avec Newfoundland and Labrador Hydro.

4.2 Coûts évités de la puissance

Les coûts de puissance ont légèrement augmenté dans l'ensemble des territoires des réseaux autonomes, par rapport à ceux approuvés par la Régie dans la décision D-2026-033. Ceci découle de la mise à jour de l'évaluation des investissements.

Le tableau 4.1 présente la mise à jour des coûts évités par réseau autonome.

[4] Paragraphe 164.

Tableau 4.1
Coûts évités par réseau autonome
Annuité croissante exprimée en ¢/kWh de 2026

	Coût évité en énergie ¢/kWh	Coût évité en puissance** $/kW-an	Facteur d'utilisation	Coût évité en puissance** ¢/kWh	Coût évité total ¢/kWh
Îles-de-la-Madeleine					
Cap-aux-Meules	25.33	1020	53%	22.05	47.39
Nunavik					
Akulivik	62.57	1680	62%	30.96	93.53
Aupaluk	64.81	1680	62%	30.79	95.60
Inukjuak*	61.17	1680	63%	30.58	91.75
Ivujivik	64.98	1680	61%	31.23	96.21
Kangiqsualujjuaq	66.36	1680	57%	33.43	99.79
Kangiqsujuaq	64.87	1680	60%	32.01	96.88
Kangirsuk	67.18	1680	61%	31.66	98.84
Kuujjuaq	66.07	1680	65%	29.37	95.44
Kuujjuarapik	62.30	1680	64%	29.80	92.10
Puvirnituq	61.66	1680	63%	30.23	91.89
Quaqtaq	69.26	1680	58%	33.00	102.25
Salluit	63.66	1680	67%	28.74	92.40
Tasiujaq	64.71	1680	62%	30.80	95.51
Umiujaq	63.18	1680	58%	32.79	95.96
Basse-Côte-Nord					
Port Menier	48.88	1680	44%	43.11	91.99
Schefferville***	3.14	1680	47%	41.22	44.36
Haute Mauricie					
Clova****	47.45	1680	37%	52.23	99.68
Obedjiwan	40.71	1680	46%	41.87	82.58

* Pour Inukjuak, le coût évité présenté dans le tableau correspond au coût marginal de la centrale thermique lorsque la totalité de l'énergie à la centrale au fil de l'eau a été utilisée. En situation de surplus, le coût marginal est de 0 comme il s'agit d'un contrat d'achat ferme.

** Les coûts évités en puissance incluent un taux de réserve de 10% pour tenir compte de la puissance garantie par rapport à la puissance installée.

*** Pour le réseau de Schefferville, le coût évité de l'énergie est basé sur les paramètres du contrat avec Newfoundland and Labrador Hydro.

**** Le Distributeur planifie raccorder la communauté de Clova au réseau intégré. La mise en service est planifiée pour la pointe 2029-2030.