

# ÉTAT D'AVANCEMENT 2020 DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2020-2029



## TABLE DES MATIÈRES

<b>1. CONTEXTE ET FAITS SAILLANTS .....</b>	<b>7</b>
<b>2. PRÉVISION DE LA DEMANDE .....</b>	<b>13</b>
2.1. Contexte général .....	13
2.2. Prévision des ventes régulières d'électricité .....	13
2.2.1. Croissance de base .....	15
2.2.2. Électrification des transports .....	16
2.2.3. Production photovoltaïque distribuée .....	16
2.2.4. Développement de marchés .....	16
2.3. Prévision des besoins en énergie et en puissance.....	17
2.4. Aléas de la demande .....	18
2.5. Suivis de décision (D-2020-055) .....	19
<b>3. APPROVISIONNEMENTS ET STRATÉGIE.....</b>	<b>21</b>
3.1. Bilans et stratégie .....	21
3.2. Approvisionnements inscrits aux bilans.....	23
<b>4. FIABILITÉ DES APPROVISIONNEMENTS .....</b>	<b>27</b>
4.1. Critère de fiabilité en énergie du Distributeur .....	27
4.2. Critère de fiabilité en puissance du Distributeur .....	27
4.3. Critère de fiabilité en énergie du Producteur .....	29
4.4. Fiabilité en puissance des approvisionnements du Producteur.....	29
<b>5. APPROVISIONNEMENT DES RÉSEAUX AUTONOMES .....</b>	<b>31</b>
5.1. Bilan offre-demande en puissance .....	31
5.2. Stratégie d'approvisionnement .....	32
5.2.1. Interventions en efficacité énergétique .....	32
5.2.2. Conversion des réseaux autonomes.....	34
5.2.3. Moyens permettant d'assurer la fiabilité en puissance .....	35
<b>6. COÛTS ÉVITÉS .....</b>	<b>37</b>
6.1. Coûts évités sur le réseau principal.....	37

6.1.1.	Coûts évité de fourniture – transport .....	37
6.1.2.	Coûts évités horaires .....	38
6.1.3.	Coûts évités de transport et distribution .....	38
6.2.	Coûts évités des réseaux autonomes .....	39
6.2.1.	Coûts évités de l'énergie .....	39
6.2.2.	Coûts évités de la puissance .....	40
<b>7.</b>	<b>ANNEXE PRÉVISION DE LA DEMANDE .....</b>	<b>41</b>
<b>8.</b>	<b>ANNEXE APPROVISIONNEMENT .....</b>	<b>47</b>
8.1.	Historique des événements importants depuis le dépôt du Plan d'approvisionnement 2020-2029 .....	49
8.2.	Coûts des approvisionnements .....	50
8.3.	Suivi des conventions d'énergie différée .....	51
8.4.	Capacités des interconnexions .....	52
8.4.1.	Capacités de référence des interconnexions.....	52
8.4.2.	Mise à jour sur le projet Maine – New England Clean Energy (NECEC).....	53
<b>9.</b>	<b>ANNEXE RÉSEAUX AUTONOMES.....</b>	<b>55</b>

## LISTE DES TABLEAUX

Tableau 2.1 : Aléa sur les besoins en énergie Écart-type.....	18
Tableau 2.2 : Aléa sur les besoins en puissance à la pointe de l'hiver Écart-type.....	19
Tableau 3.1 : Bilan d'énergie.....	21
Tableau 3.2 révisé : Bilan de puissance.....	22
Tableau 3.3 : Description et contribution des approvisionnements existants et prévus.....	23
Tableau 4.1 : Critère de fiabilité en énergie du Distributeur.....	27
Tableau 4.2 révisé : Évolution des taux de réserve requise pour respecter le critère de fiabilité en puissance .....	28
Tableau 4.3 révisé : Contribution en puissance et taux de réserve des moyens de gestion de la demande de puissance .....	28
Tableau 5.1 : Marge de puissance par réseaux après application du critère de planification	31
Tableau 5.2 : Interventions en efficacité énergétique dans les réseaux autonomes.....	33
Tableau 6.1 : Profils et coûts évités horaires .....	38
Tableau 6.2 : Coûts évités par réseaux autonomes Annuité croissante exprimée en ¢/kWh de 2020.....	40
Tableau 7.1 : Prévion des ventes d'électricité par secteurs de consommation .....	43
Tableau 7.2 : Comparaison avec le Plan d'approvisionnement 2020-2029 Écart de prévion des ventes par secteurs de consommation .....	43
Tableau 7.3 : Prévion des besoins en énergie .....	44
Tableau 7.4 : Prévion des besoins en puissance par usage à la pointe de l'hiver .....	44
Tableau 7.5 : Comparaison avec le Plan d'approvisionnement 2020-2029 Écart par usages à la pointe de l'hiver.....	45
Tableau 7.6 : Principales variables démographiques et économiques .....	45
Tableau 7.7 : Encadrement de la prévion de la demande Besoins en énergie .....	45
Tableau 7.8 : Encadrement de la prévion de la demande Besoins en puissance .....	46
Tableau 7.9 : Comparaison avec le Plan d'approvisionnement 2020-2029 Prévion des besoins en énergie.....	46
Tableau 8.1 révisé : Coûts des approvisionnements .....	50
Tableau 8.2 : Utilisation des conventions d'énergie différée et rappelée dans le scénario de demande de référence – sommaire.....	51

Tableau 8.3 : Utilisation des conventions d'énergie différée et rappelée dans le scénario de demande de référence – Contrat de base (350 MW) .....	51
Tableau 8.4 : Utilisation des conventions d'énergie différée et rappelée dans le scénario de demande de référence – Contrat cyclable (250 MW) .....	51
Tableau 8.5 : Capacités d'importation au Québec (en MW) État de la situation pour la période 2020 – 2021 .....	52
Tableau 9.1 : Écarts entre la production et les ventes des réseaux autonomes pour 2019 ..	57

### **LISTE DES FIGURES**

Figure 2.1 : Prévission des ventes régulières au Québec et comparaison par rapport au Plan d'approvisionnement 2020-2029 .....	14
Figure 2.2 : Facteurs explicatifs des écarts des ventes à terme par rapport au Plan d'approvisionnement 2020-2029 .....	15
Figure 2.3 : Prévission des ventes et des besoins en énergie .....	17
Figure 2.4 : Prévission des besoins en puissance à la pointe de l'hiver .....	18
Figure 8.1 : Carte des interconnexions .....	53

# **1. CONTEXTE ET FAITS SAILLANTS**





## Faits saillants de l'État d'avancement 2020 du Plan d'approvisionnement 2020-2029

Croissance de la demande québécoise  
d'électricité sur la période 2019-2029



### CROISSANCE NATURELLE



+7,1 TWh

### DÉVELOPPEMENT DES MARCHÉS



+5,9 TWh

### TECHNOLOGIES ÉMERGENTES

Solaire photovoltaïque



-0,4 TWh

Véhicules électriques



+3,3 TWh

\* TWh : térawattheure ou milliard de kilowattheures.

À l'horizon 2029, cette prévision représente une augmentation de 2,4 TWh par rapport à celle du Plan d'approvisionnement 2020-2029.

L'écart tient aux facteurs suivants, qui influent à la hausse ou à la baisse sur la demande :



- Conversion à l'électricité du chauffage des espaces et de l'eau par un plus grand nombre de clients
- Développement des marchés des serres et des centres de données

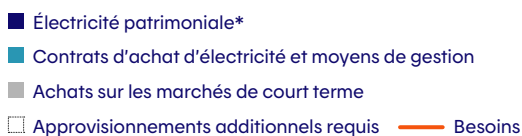
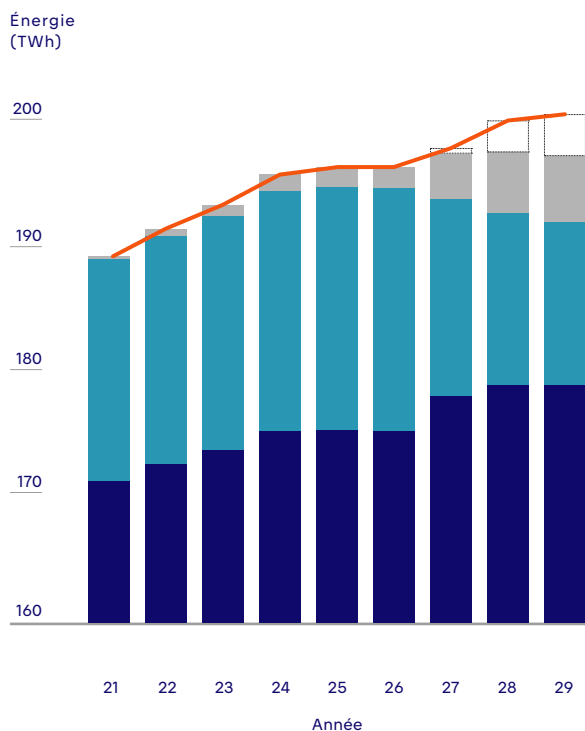
- Adoption moins rapide du solaire photovoltaïque par la clientèle
- Hausse du nombre de véhicules électriques



- Pandémie de COVID-19 et ralentissement économique associé
- Nouvelles initiatives en efficacité énergétique

## Bilan d'énergie

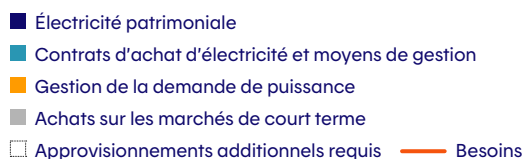
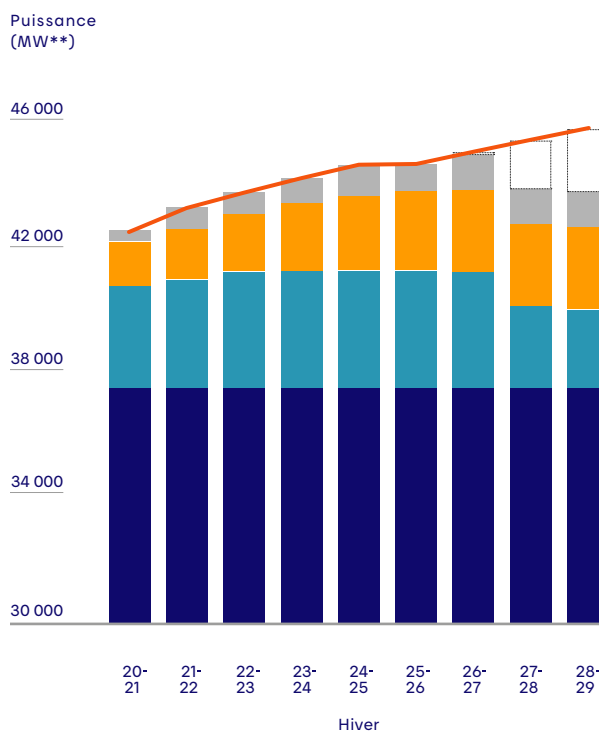
Le bilan d'énergie montre que les approvisionnements actuels et prévus d'Hydro-Québec Distribution et Services partagés sont suffisants pour répondre aux besoins jusqu'en 2026.



\* Y compris les pertes de transport et de distribution.

## Bilan de puissance

Le bilan de puissance montre qu'Hydro-Québec Distribution et Services partagés peut assurer l'équilibre entre l'offre et la demande en période de pointe jusqu'à l'hiver 2025-2026, grâce notamment à la contribution importante des moyens de gestion de la demande de puissance (GDP).



\*\* MW: mégawatt.

## Nouveaux approvisionnements

De nouveaux approvisionnements de long terme seront requis pour répondre aux besoins en énergie et en puissance à compter de la fin de 2026.

Des démarches en vue de l'acquisition de tels approvisionnements seront vraisemblablement entamées au cours de la prochaine année, afin d'en assurer la disponibilité dans les délais prévus.

# Approvisionnement des réseaux autonomes



Les 22 réseaux qui ne sont pas reliés au réseau principal doivent produire leur propre énergie, le plus souvent au moyen de groupes diesels.

Pour répondre aux besoins de ces réseaux autonomes dans une perspective de transition énergétique, Hydro-Québec Distribution et Services partagés continuera de miser sur les trois stratégies qu'elle a mises de l'avant dans le *Plan d'approvisionnement 2020-2029*, soit :

- agir sur la demande en déployant des initiatives en efficacité énergétique;
- convertir les réseaux en tout ou en partie à des énergies renouvelables;
- assurer la fiabilité en puissance.

## Faits saillants



### NUNAVIK

Le programme d'éclairage à diodes électroluminescentes (DEL) a connu un franc succès, générant de nouvelles économies d'énergie qui correspondent à **9 % de la consommation annuelle totale du Nunavik**.



### TASIUJAQ

Le contrat relatif à la construction d'une centrale hybride a été attribué, la mise en service étant toujours prévue pour 2022.



### VILLAGE DE LA ROMAINE ET COMMUNAUTÉ D'UNAMEN SHIPU

Le raccordement de ces localités au réseau principal se poursuit et devrait s'achever en 2021.



### INUKJUAK

La construction de la centrale hydroélectrique a débuté à l'été 2020. Les premières livraisons sont toujours prévues pour décembre 2022.



### ÎLES-DE-LA-MADELEINE

La construction du parc éolien va bon train, le début des livraisons étant prévu pour la fin de 2020.

Quant au projet de raccordement des Îles au réseau principal, une mise à jour de l'analyse des autres options pour assurer la transition énergétique est en cours. Le raccordement demeure toutefois la solution privilégiée.



## 2. PRÉVISION DE LA DEMANDE

1 Depuis la publication du Plan d'approvisionnement 2020-2029 (le Plan), plusieurs événements  
2 ont modifié significativement le contexte dans lequel le Distributeur opère, notamment

- 3 • la crise sanitaire liée à la COVID-19 ;
- 4 • le résultat de l'appel de propositions pour le bloc de 300 MW associé aux Chaînes de  
5 blocs ;
- 6 • les efforts de décarbonation de l'économie québécoise ;
- 7 • le développement des mesures de soutien aux serres.

8 Ces éléments ont et continuent d'avoir des effets sur les ventes d'électricité tandis que d'autres  
9 éléments vont influencer la croissance future des ventes d'électricité au Québec.

10 Les effets de ces éléments se sont fait ressentir dans tous les secteurs.

### 2.1. Contexte général

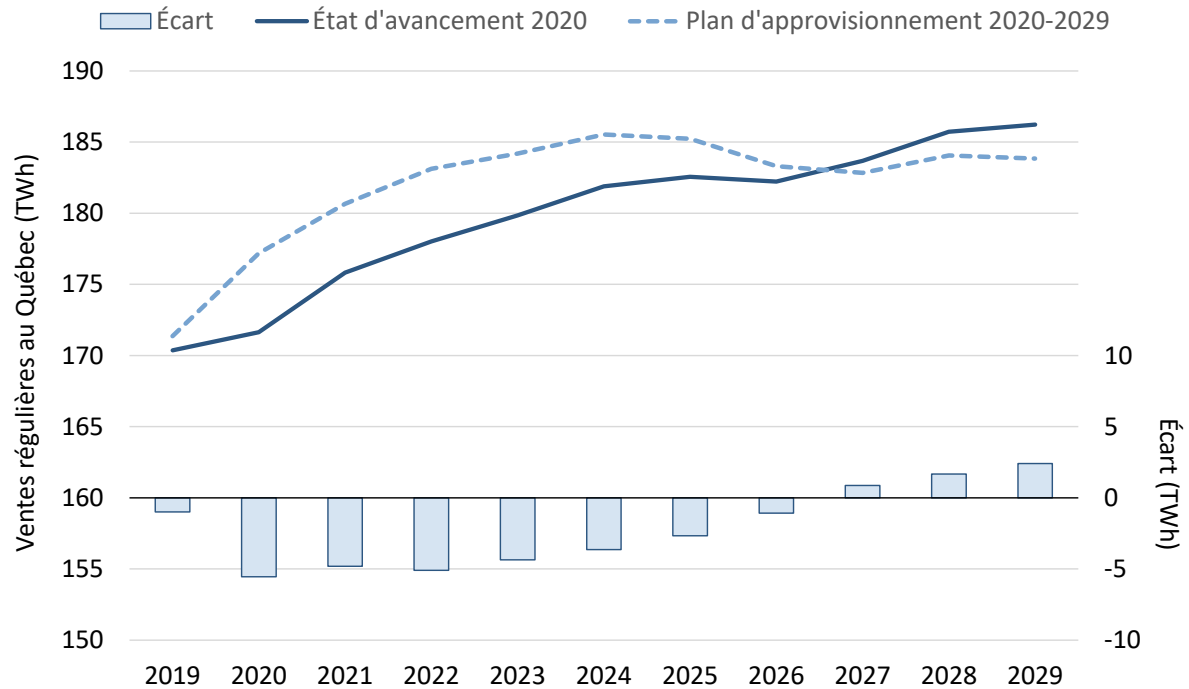
11 Les mesures mises en place pour ralentir la propagation de la COVID-19 ont fait plonger  
12 l'économie québécoise, et mondiale, en récession.

13 Au Québec, le recul du PIB réel a été de -12,2 % au 2<sup>e</sup> trimestre de 2020, du jamais vu. Bien  
14 qu'une remontée significative de la croissance économique soit anticipée au 3<sup>e</sup> trimestre, le  
15 Distributeur anticipe qu'il faudra plusieurs trimestres avant un retour au niveau pré-crise  
16 sanitaire. La prévision du Distributeur suppose que l'économie québécoise aura récupéré le  
17 terrain perdu à partir de 2022. Toutefois, un retour à la vigueur économique pré-crise sanitaire  
18 n'est pas anticipé par la suite puisque la croissance sera ralentie par l'endettement des  
19 gouvernements et le vieillissement de la population.

### 2.2. Prévision des ventes régulières d'électricité

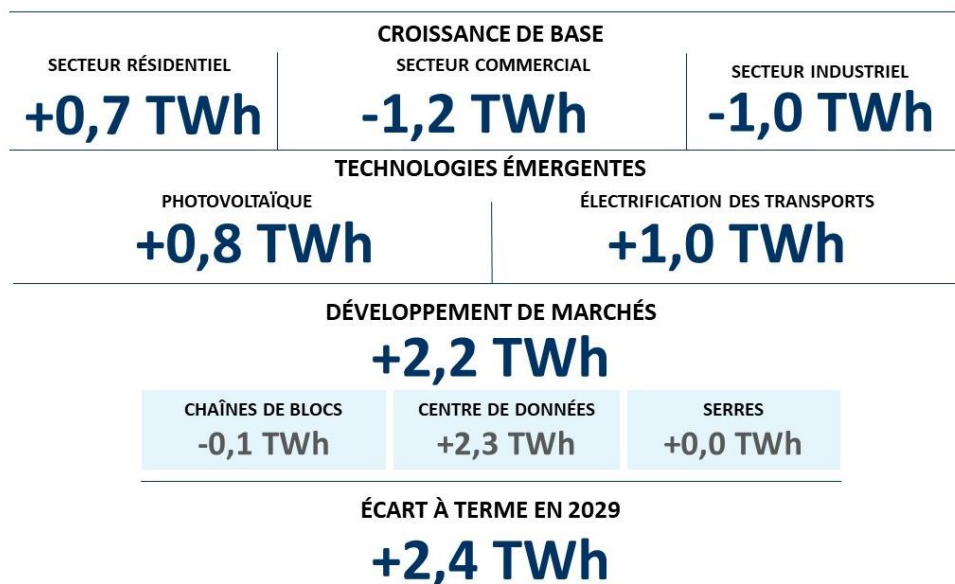
20 Le Distributeur anticipe des ventes d'électricité à terme de 186,2 TWh (figure 2.1), soit une  
21 croissance de +15,9 TWh sur la période couverte par le Plan.

**FIGURE 2.1 :**  
**PRÉVISION DES VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC ET COMPARAISON**  
**PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2020-2029**



- 1 La comparaison de la prévision avec celle du Plan met en relief, sur la période entre 2020 et
- 2 2026, l'impact de la crise sanitaire liée à la COVID-19 et la mise à jour de la prévision des
- 3 Chaînes de blocs. Cet impact contribue de façon significative à expliquer les écarts annuels
- 4 d'environ -5 TWh observés sur la période de 2020 à 2023.
- 5 À la fin de la période couverte par le Plan, les ventes sectorielles prévues à l'État d'avancement
- 6 2020 montrent un écart de +2,4 TWh avec la prévision du Plan (figure 2.2). Les sections
- 7 ci-après décrivent les secteurs contribuant à l'écart entre les prévisions.

**FIGURE 2.2 :**  
**FACTEURS EXPLICATIFS DES ÉCARTS DES VENTES À TERME**  
**PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2020-2029**



### 2.2.1. Croissance de base

1 Par rapport au Plan d'approvisionnement 2020-2029 :

- 2
- 3 • La conversion accrue du chauffage des espaces et de l'eau vers le tout électrique est  
4 un facteur explicatif de l'augmentation des ventes aux secteurs Résidentiel et  
5 Commercial, reflétant ainsi les efforts déployés pour la réduction des GES émis au  
6 Québec. En lien avec les efforts de décarbonation dans la province, le Distributeur a  
7 revu son positionnement sur l'efficacité énergétique avec pour résultat d'atténuer  
8 l'augmentation des ventes. Ainsi, la prévision intègre des impacts plus importants en  
9 efficacité énergétique attribuables à la domotique et à l'intensification de ses  
10 interventions. Au final, le Distributeur prévoit un écart de ventes de +0,7 TWh en 2029  
11 pour le secteur Résidentiel par rapport à la prévision du Plan. Au secteur Commercial,  
12 le Distributeur anticipe des ventes à terme de -1,2 TWh par rapport à celles du Plan,  
13 fortement impactées par les efforts d'efficacité énergétique.
  - 14 • Au secteur Industriel, le Distributeur anticipe une contraction, soit -1,0 TWh, par rapport  
15 à la prévision du Plan. Peu de changements sont prévus pour la clientèle « Industriel  
16 grandes entreprises » (-0,5 TWh). Toutefois, le Distributeur note une accélération de  
17 la décroissance à court et moyen termes des ventes du secteur des Pâtes et papier,  
18 ce qui se traduit par un écart annuel de -1 TWh par rapport aux ventes prévues au Plan  
19 pour la période 2021-2026. Plusieurs éléments peuvent expliquer cette baisse,  
notamment la crise sanitaire liée à la COVID-19 qui a eu un impact sur le marché du

1 papier journal, contribuant au devancement de la tendance déjà amorcée. Cependant,  
2 le Distributeur prévoit un retour près de la prévision du Plan en 2029 et justifie cela par  
3 les efforts de l'industrie à se réinventer. La prévision du secteur Industriel inclut aussi  
4 des ventes additionnelles associées au développement de la filière de l'hydrogène et  
5 de la bio-méthanisation. Pour ce qui est des Petites et moyennes industries, l'écart à  
6 terme de -0,5 TWh est essentiellement attribuable à la révision à la baisse de l'intensité  
7 énergétique de ce secteur.

### 2.2.2. *Électrification des transports*

8 La prévision des véhicules électriques a été revue à la hausse en s'inspirant notamment des  
9 informations préliminaires disponibles du *Plan pour une économie verte*. Ainsi, le nombre de  
10 véhicules électriques prévu en circulation en 2029 par le Distributeur s'approcherait du million  
11 d'unités, soit une hausse de près de 300 000 véhicules par rapport au Plan. Ainsi, cela  
12 engendrera des ventes d'électricité additionnelles par rapport au Plan de +1,0 TWh à terme  
13 en 2029.

14 Pour ce qui est du transport public et scolaire, le Distributeur n'a pas observé de conditions ou  
15 de politiques d'électrification différentes que lors de la préparation du Plan. Ainsi, le  
16 Distributeur ne prévoit pas de changement quant à la diffusion des autobus électriques et les  
17 ventes qui y sont associées.

18 Quant aux ventes associées au transport en commun, le Distributeur ne prévoit pas de  
19 changements majeurs dans la réalisation des projets et par le fait même pour les ventes  
20 prévues en 2029.

### 2.2.3. *Production photovoltaïque distribuée*

21 Le Distributeur prévoit une adoption moins rapide des systèmes solaires photovoltaïques par  
22 la clientèle de son réseau en s'inspirant de cas réels dans d'autres juridictions, mais aussi de  
23 la diffusion moindre qu'anticipée de ces systèmes au Québec. Cela résulte en une baisse de  
24 la production solaire photovoltaïque distribuée, ce qui a pour effet d'augmenter les ventes du  
25 Distributeur de +0,8 TWh par rapport au niveau de 2029 du Plan.

### 2.2.4. *Développement de marchés*

26 Un écart de +2,2 TWh est prévu à l'horizon 2029 par rapport au Plan en raison des efforts  
27 accrus de développement de marchés.

- 28 • **Chaînes de blocs** : L'écart à terme par rapport au Plan s'explique principalement par  
29 l'intégration des résultats de l'appel de propositions 2019-01 partiellement compensés  
30 par un ajustement à la hausse de la consommation des clients en Réseaux municipaux.

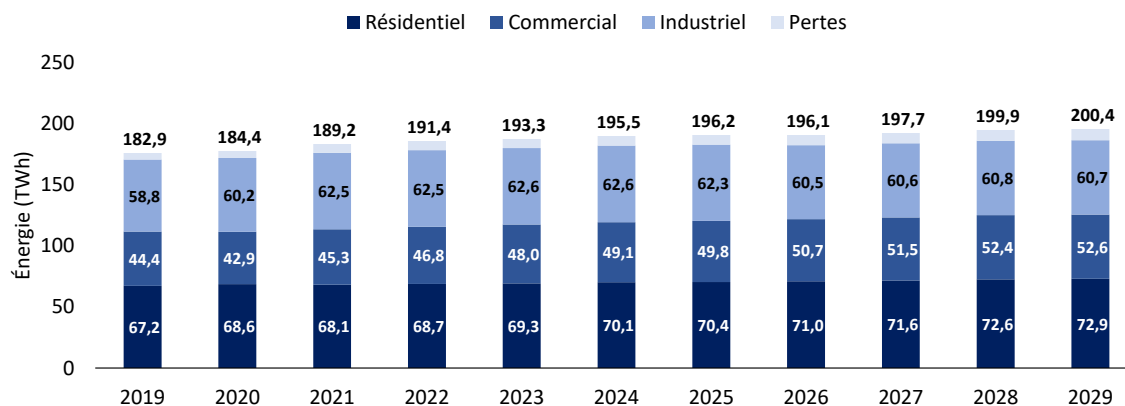


- 1 • **Centres de données** : À l'horizon 2029, le Distributeur prévoit un écart de plus de  
2 +2 TWh par rapport au Plan qui est attribuable à une plus forte contribution des efforts  
3 de développement de marchés pour ce secteur.
- 4 • **Serres** : La mise à jour de la prévision du Distributeur ne diffère pas de façon  
5 significative de celle du Plan à l'année 2029. La croissance des ventes pour les  
6 premières années de la période couverte par le Plan a été revue à la baisse, car moins  
7 rapide qu'anticipée notamment en raison du ralentissement dans le secteur du  
8 cannabis. De plus, la présente prévision inclut les mesures de soutien au  
9 développement des serres présentement devant la Régie de l'énergie (la Régie)  
10 (dossier R-4127-2020). Sur la base de ces éléments, le Distributeur anticipe une  
11 augmentation de la part des ventes liées aux serres maraîchères, ornementales et  
12 mixtes, au détriment de celles pour la culture du cannabis tant pharmaceutique que  
13 récréatif.

### 2.3. Prévision des besoins en énergie et en puissance

14 Les éléments détaillés dans les sections précédentes ont contribué à l'augmentation des  
15 besoins en énergie à terme, soit +2,5 TWh par rapport à la prévision du Plan, pour atteindre  
16 200,4 TWh (figure 2.3). Le Distributeur précise qu'il a intégré l'impact favorable sur les pertes  
17 de transport de la ligne à haute tension Micoua-Saguenay. Cet impact est estimé à -119 GWh  
18 en énergie et à -33 MW en puissance. Le taux de pertes globales anticipé à l'horizon 2029 est  
19 de 7,4 %.

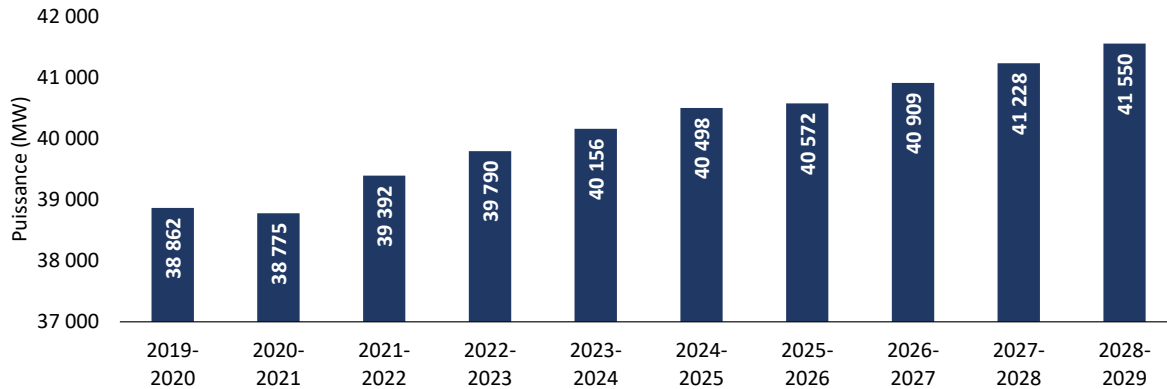
**FIGURE 2.3 :**  
**PRÉVISION DES VENTES ET DES BESOINS EN ÉNERGIE**



20 La crise sanitaire à laquelle fait face le Québec et la révision du positionnement sur les Chaînes  
21 de blocs contribuent en grande partie à réduire, en moyenne et par rapport à la prévision du  
22 Plan, les besoins en puissance d'environ -700 MW par année pour les hivers 2020-2021 à  
23 2023-2024. À l'hiver 2028-2029, l'écart entre les prévisions se résorbe et la prévision des

- 1 besoins en puissance de l'État d'avancement 2020 rejoint et excède, quoique marginalement,  
2 celle du Plan (+28 MW) pour atteindre 41 550 MW (figure 2.4).

**FIGURE 2.4 :**  
**PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE DE L'HIVER**



\* valeurs réelles normalisées

#### 2.4. Aléas de la demande

- 3 L'aléa global en énergie et l'aléa global en puissance ont été revus à la baisse par rapport à  
4 ceux du Plan (tableaux 2.1 et 2.2). Ce changement est attribuable à une baisse de l'aléa sur  
5 la demande prévue où le risque sur la consommation des forts consommateurs a été revu à  
6 la baisse.

**TABLEAU 2.1 :**  
**ALÉA SUR LES BESOINS EN ÉNERGIE**  
**ÉCART-TYPE**

En TWh	2021	2022	2023	2024	2025
Aléa global	3,5	3,8	4,0	4,2	4,4
Aléa sur la demande prévue	2,4	2,8	3,1	3,4	3,6
Aléa climatique	2,5	2,5	2,6	2,6	2,6

- 7 Par ailleurs, le Distributeur a effectué des ajustements méthodologiques afin d'améliorer les  
8 cas extrêmes des conditions climatiques dans le calcul des aléas. Toutefois, ce changement  
9 n'a pas d'impact significatif sur l'écart-type de l'aléa climatique tant en énergie qu'en  
10 puissance.

**TABLEAU 2.2 :**  
**ALÉA SUR LES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE DE L'HIVER**  
**ÉCART-TYPE**

<i>En MW</i>	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024
Aléa global	1 620	1 689	1 736	1 777
Aléa sur la demande prévue	522	640	714	797
Aléa climatique	1 534	1 563	1 583	1 588

### 2.5. Suivis de décision (D-2020-055)

- 1 Le Distributeur a complété la revue du profil de recharge des véhicules électriques en incluant
- 2 les nouvelles données du Circuit électrique à son échantillon, en utilisant les données réelles
- 3 les plus récentes et en les ajustant pour tenir compte des caractéristiques régionales. Ainsi, le
- 4 profil de recharge résultant ne montre aucun changement significatif et l'impact à la pointe
- 5 demeure à près de 0,7 kW par véhicule.



## 3. APPROVISIONNEMENTS ET STRATÉGIE

### 3.1. Bilans et stratégie

1 Les bilans d'énergie et de puissance présentés aux tableaux 3.1 et 3.2 intègrent la contribution  
2 des différents approvisionnements et moyens de gestion décrits au tableau 3.3. Le Distributeur  
3 précise que, pour l'hiver 2020-2021, les valeurs présentées au bilan de puissance pour les  
4 différents moyens de gestion de la demande de puissance correspondent aux contributions  
5 attendues découlant des adhésions réelles des clients pour cet hiver.

**TABLEAU 3.1 :**  
**BILAN D'ÉNERGIE**

En TWh	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
<b>BESOINS</b>	<b>189,2</b>	<b>191,4</b>	<b>193,3</b>	<b>195,5</b>	<b>196,2</b>	<b>196,1</b>	<b>197,7</b>	<b>199,9</b>	<b>200,4</b>
<b>APPROVISIONNEMENTS</b>									
<b>Approvisionnements planifiés</b>									
Électricité patrimoniale utilisée	171,2	172,6	173,7	175,2	175,3	175,2	178,0	178,9	178,9
Base et cyclable - HQP	3,4	3,5	3,6	3,7	3,8	3,7	0,8	-	-
Énergie rappelée - HQP	-	0,1	0,4	0,7	0,8	0,8	0,5	-	-
Appel d'offres de long terme - HQP	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Interruption chaînes de blocs	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03
Éolien	11,3	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,0	10,8	10,4
Biomasse et petite hydraulique	2,8	2,9	3,0	3,0	3,1	3,1	3,0	2,6	2,3
<b>Énergie additionnelle requise</b>									
Achats sur les marchés de court terme	0,2	0,6	0,9	1,3	1,6	1,7	3,7	4,9	5,3
▪ Dont achats en hiver	0,2	0,6	0,9	1,2	1,5	1,6	3,0	3,0	3,0
Approvisionnements de long terme	-	-	-	-	-	-	0,4	2,5	3,3
<i>Énergie disponible (électricité pat. inutilisée)</i>	<i>7,6</i>	<i>6,2</i>	<i>5,1</i>	<i>3,7</i>	<i>3,6</i>	<i>3,7</i>	<i>0,9</i>	<i>-</i>	<i>-</i>

**TABLEAU 3.2 RÉVISÉ<sup>1</sup> :**  
**BILAN DE PUISSANCE**

Hiver (1 <sup>er</sup> décembre au 31 mars) En MW	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
<b>BESOINS À LA POINTE</b>	<b>38 775</b>	<b>39 392</b>	<b>39 790</b>	<b>40 156</b>	<b>40 498</b>	<b>40 572</b>	<b>40 909</b>	<b>41 228</b>	<b>41 550</b>
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 634	3 755	3 840	3 912	3 982	4 019	4 067	4 102	4 137
<b>BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE</b>	<b>42 409</b>	<b>43 147</b>	<b>43 630</b>	<b>44 068</b>	<b>44 480</b>	<b>44 591</b>	<b>44 975</b>	<b>45 330</b>	<b>45 688</b>
<b>APPROVISIONNEMENTS</b>									
<b>Approvisionnement planifiés</b>									
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Contrats avec HQP	1 100	1 250	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	500	500
Autres contrats de long terme	1 879	1 926	1 935	1 946	1 968	1 970	1 926	1 834	1 728
▪ Éolien <sup>(1)</sup>	1 467	1 486	1 486	1 486	1 486	1 489	1 445	1 405	1 361
▪ Biomasse	309	336	345	337	337	337	337	285	222
▪ Petite hydraulique	103	103	103	122	144	144	144	144	144
<b>Gestion de la demande de puissance</b>	<b>1 378</b>	<b>1 570</b>	<b>1 776</b>	<b>2 113</b>	<b>2 331</b>	<b>2 510</b>	<b>2 583</b>	<b>2 594</b>	<b>2 610</b>
▪ Électricité interruptible	738	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
▪ Interventions en gestion de la demande de puissance	640	570	776	1 013	1 111	1 170	1 243	1 254	1 270
- GDP Affaires	407	150	170	220	240	260	300	300	300
- Interruption chaînes de blocs	166	216	226	224	209	195	182	170	160
- Tarification dynamique	53	79	106	141	176	185	186	188	189
- Hilo	14	124	275	428	486	529	574	596	621
▪ Bonification électricité interruptible	0	0	0	100	220	340	340	340	340
<b>Démarrage de la centrale des IDLM en pointe</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>51</b>	<b>55</b>	<b>58</b>	<b>60</b>
<b>Abaissement de tension</b>	<b>250</b>	<b>250</b>	<b>250</b>	<b>250</b>	<b>250</b>	<b>250</b>	<b>250</b>	<b>250</b>	<b>250</b>
<b>Puissance additionnelle requise</b>									
Contribution des marchés de court terme	350	700	750	800	1 000	850	1 100	1 100	1 100
Approvisionnement de long terme	0	0	0	0	0	0	100	1 550	2 000

Note (1) : Contribution équivalente à 40 % de la puissance contractuelle, en vertu du service d'intégration éolienne.

- 1 Jusqu'en 2026 inclusivement, les moyens planifiés, jumelés aux achats prévus sur les
- 2 marchés de court terme, sont suffisants pour répondre aux besoins anticipés.
- 3 Par la suite, les bilans montrent des besoins pour de nouveaux approvisionnements de long
- 4 terme à partir de l'hiver 2026-2027, en puissance, et de l'année 2027, en énergie. Les
- 5 démarches en vue de l'acquisition des approvisionnements requis pour répondre à ces
- 6 besoins seront vraisemblablement entamées au cours de la prochaine année afin d'assurer
- 7 leur mise en service dans les délais prévus. Le Distributeur déposera les demandes
- 8 d'approbation requises auprès de la Régie au moment opportun.

<sup>1</sup> Une correction à la contribution de la tarification dynamique a été apportée pour la période 2020-2021 à 2028-2029. Cette correction mineure n'a pas d'impacts sur la puissance additionnelle requise.

### 3.2. Approvisionnements inscrits aux bilans

**TABLEAU 3.3 :**  
**DESCRIPTION ET CONTRIBUTION DES APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS ET PRÉVUS**

Approvisionnements	Description	Contribution annuelle en énergie	Contribution en puissance
<b>Approvisionnements existants</b>			
<b>Contrats et ententes avec Hydro-Québec Production (HQP)</b>			
Électricité patrimoniale	Bloc d'énergie réservée pour la clientèle québécoise, produite à partir des centrales patrimoniales d'HQP	Jusqu'à 178,9 TWh	37 442 MW
Contrat en base	Contrat pour des livraisons fermes d'énergie garantie	3,1 TWh	350 MW
Contrat cyclable	Contrat dont les livraisons peuvent être modulées d'heure en heure	Jusqu'à 2,2 TWh	250 MW
Conventions d'énergie différée/rappelée	Ententes permettant de procéder à des retours de l'énergie des contrats de base et cyclable qui avait été différée de 2008 à 2010	Varie selon les rappels prévus, atteint jusqu'à 0,8 TWh selon la planification actuelle	Varie selon les rappels prévus, peut atteindre 400 MW
Contrats de puissance découlant de l'A/O 2015-01	Trois contrats en puissance qui procurent jusqu'à 351 heures d'énergie à la demande du Distributeur	0,2 TWh	500 MW
Service d'intégration éolienne	Service assurant l'équilibrage de la production éolienne, des retours d'énergie stables et une garantie de puissance	Raffermit les livraisons des parcs éoliens à hauteur de 35% de la puissance éolienne installée, sur une base annuelle	Garantit 40 % de la puissance éolienne installée
	Une nouvelle entente a été conclue à l'issue de l'appel d'offres A/O 2020-01 et est en vigueur depuis le 1 <sup>er</sup> septembre 2020. Le contrat a été approuvé par la Régie en octobre 2020 (D-2020-137)		Atteint près de 1 500 MW
Entente globale cadre	Entente qui encadre les dépassements à l'électricité patrimoniale	Aucune énergie inscrite au bilan en vertu de cette entente	-

Approvisionnements	Description	Contribution annuelle en énergie	Contribution en puissance
<b>Contrats et ententes avec des fournisseurs privés</b>			
Éolien	Trente-neuf (39) contrats conclus dans le cadre d'appels d'offres	Jusqu'à 11,4 TWh	Voir Service d'intégration éolienne
Biomasse	Vingt-trois (23) contrats conclus dans le cadre d'appels d'offres et du programme d'achat d'électricité	Jusqu'à 2,5 TWh	Jusqu'à 345 MW
Petites centrales hydrauliques	Dix (10) contrats conclus dans le cadre du programme d'achat d'électricité	Jusqu'à 0,6 TWh	Jusqu'à 144 MW
Entente de suspension des livraisons de la centrale de TCE	La suspension est planifiée jusqu'à la fin du contrat, en 2026	-	-
<b>Gestion de la demande en puissance</b>			
Électricité interruptible	Options tarifaires offertes aux clients de moyenne et de grande puissance (tarifs M, G9, L ou LG)		
	Un crédit est offert aux clients qui acceptent de réduire leur production en pointe, à la demande du Distributeur	-	1 000 MW
GDP Affaires	Option offerte aux clients Affaires admissibles, à qui un appui financier est versé afin qu'ils réduisent leur consommation d'électricité pendant les heures de pointe, à la demande du Distributeur		
	La contribution de ce moyen est revue à la baisse par rapport au Plan d'approvisionnement 2020-2029, en raison du contexte d'incertitude sur le développement futur du moyen et sur la valeur de l'appui financier versé, suite à la décision D-2019-164.	-	Atteint 300 MW
Interruption chaînes de blocs	La planification pour ce moyen tient compte de la demande du Distributeur de fixer les tarifs et conditions de service pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, présentement à l'étude par la Régie (dossier R-4045-2018)		
	Cette demande prévoit la fourniture d'un service non ferme pour cet usage, ce qui signifie que les charges de cette clientèle pourront être interrompues à la demande du Distributeur, pour un maximum de 300 heures par année, à hauteur de 95% de la charge	0,04 TWh au maximum	Selon la charge incluse aux besoins en puissance relativement à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs
	Pour les clients en réseaux municipaux, l'effacement sera géré par ces derniers. Toutefois, en vertu d'une entente avec les réseaux municipaux (pièce HQD-5, document 2 (B-0240) du dossier R-4045-2018), le Distributeur pourra demander aux réseaux municipaux un effacement correspondant à 95 % des charges pour usage cryptographique appliqué aux chaînes de bloc et ce, pour un maximum de 100 heures		Jusqu'à 226 MW



Approvisionnements	Description	Contribution annuelle en énergie	Contribution en puissance
<b>Gestion de la demande en puissance (suite)</b>			
Tarification dynamique	Options de tarification dynamique offertes aux clients résidentiels et commerciaux. L'option de crédit hivernal et les tarifs Flex D et Flex G sont inscrits au bilan de puissance  Les clients inscrits peuvent réaliser des économies en réduisant leur consommation d'électricité, en période de pointe, à la demande du Distributeur	-	Atteint 190 MW
Hilo	La filiale Hilo d'Hydro-Québec assure la mise en marché et l'exploitation d'outils technologiques permettant de contrôler la consommation de certaines charges chez les clients d'Hydro-Québec. En période de pointe, le Distributeur peut demander à Hilo une réduction de consommation d'électricité à sa clientèle  L'offre commerciale résidentielle a été lancée en 2020 et un déploiement graduel est anticipé. Des offres pour les clients Affaires sont prévues	-	Atteint 621 MW
Bonification des options d'électricité interruptible	Le Distributeur prévoit des modifications aux options d'électricité interruptible. Les démarches pour ce faire seront entamées au moment opportun, en tenant compte des délais requis pour leur mise en place et suivant l'évolution du bilan de puissance.	-	Atteint 340 MW
<b>Marchés de court terme</b>			
Achats d'énergie	Achats d'énergie prévus auprès des marchés voisins et québécois, par le biais des bourses d'énergie ou de transactions directes avec les fournisseurs	Jusqu'à 3 TWh en hiver	-
Achats de puissance	Achats prévus de produits de puissance de type UCAP auprès des marchés voisins et québécois. La contribution maximale est évaluée à 1 100 MW, en provenance des marchés de New York et de la zone de réglage du Québec.  Cette évaluation repose sur la capacité des interconnexions et les contraintes techniques et commerciales présentées au Plan d'approvisionnement 2020-2029 (voir la section 8.4)	-	Jusqu'à un maximum de 1 100 MW
<b>Autres moyens</b>			
Démarrage de la centrale des IDLM en pointe	Le Distributeur prévoit effacer la charge des Îles-de-la-Madeleine en période de pointe en utilisant la centrale thermique, à partir de son raccordement au réseau intégré prévu en 2025		Atteint 60 MW
Abaissement de tension	Moyen de dernier recours à la disposition du Distributeur. Une validation de la quantité est réalisée à chaque automne par le Transporteur	-	250 MW



## 4. FIABILITÉ DES APPROVISIONNEMENTS

### 4.1. Critère de fiabilité en énergie du Distributeur

Le Distributeur doit s'assurer de respecter le critère de fiabilité en énergie, comme formulé dans le Plan :

Satisfaire un scénario des besoins qui se situe à un écart-type au-delà du scénario moyen à cinq ans d'avis (incluant l'aléa de la demande et l'aléa climatique), sans encourir, vis-à-vis des marchés de court terme hors Québec, une dépendance supérieure à 6 TWh par année.

Le tableau 4.1 montre que l'ajout d'un aléa d'un écart-type, ce qui représente plus de 4 TWh en 2025, rehausse les achats d'énergie requis. Ces achats demeurent toutefois sous la barre des 6 TWh sur la période de cinq ans. Les ressources du Distributeur sont donc suffisantes pour assurer le respect de ce critère de fiabilité.

**TABLEAU 4.1 :**  
**CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE DU DISTRIBUTEUR**

En TWh	2021	2022	2023	2024	2025
<b>Achats d'énergie</b>	<b>0,2</b>	<b>0,6</b>	<b>0,9</b>	<b>1,3</b>	<b>1,6</b>
<b>Surplus</b>	<b>7,6</b>	<b>6,2</b>	<b>5,1</b>	<b>3,7</b>	<b>3,6</b>
+ Aléa d'un écart-type (réf. Tableau 2.1)	3,5	3,8	4,0	4,2	4,4
<b>Achats + 1 écart-type</b>	<b>1,2</b>	<b>1,9</b>	<b>2,5</b>	<b>3,2</b>	<b>3,8</b>
<b>Surplus + 1 écart-type</b>	<b>5,4</b>	<b>4,1</b>	<b>3,1</b>	<b>1,7</b>	<b>1,6</b>

### 4.2. Critère de fiabilité en puissance du Distributeur

Pour assurer la fiabilité en puissance de l'alimentation de la clientèle du Distributeur, une réserve suffisante est requise. Cette réserve, qui permet de faire face aux aléas de la demande et au risque d'indisponibilité des ressources, est inscrite au bilan de puissance présenté au tableau 3.2. Elle est établie de manière à respecter le critère de fiabilité en puissance du NPCC, lequel exige que l'espérance de délestage dans une zone d'équilibrage n'excède pas 0,1 jour par année<sup>2</sup>.

Le niveau de réserve requise pour assurer le respect du critère de fiabilité varie en fonction du niveau des besoins à satisfaire, des aléas de la demande, ainsi que des caractéristiques des ressources déployées par le Distributeur.

<sup>2</sup> Source : NPCC, Regional Reliability Reference Directory #1 Design and Operation of the Bulk Power System <https://www.npcc.org/program-areas/standards-and-criteria/regional-criteria/directories>

- 1 Le taux de réserve correspond au ratio entre la réserve requise pour respecter le critère de  
2 fiabilité en puissance et les besoins à la pointe.

**TABLEAU 4.2 RÉVISÉ<sup>3</sup> :**  
**ÉVOLUTION DES TAUX DE RÉSERVE REQUISE POUR**  
**RESPECTER LE CRITÈRE DE FIABILITÉ EN PUISSANCE**

	Année courante	+ 1 an	+ 2 ans	+ 3 ans
État d'avancement 2018	9,5%	9,9%	9,9%	10,1%
Plan d'approvisionnement 2020-2029	9,4%	9,5%	9,5%	9,7%
État d'avancement 2020	9,4%	9,5%	9,7%	9,7%

- 3 La méthode d'établissement de la réserve est la même que celle utilisée dans le cadre du  
4 Plan. Le Distributeur a appliqué un taux de réserve pour le moyen de gestion en puissance  
5 Interruption chaînes de blocs, pour la portion en provenance des réseaux municipaux. Le taux  
6 de réserve appliqué est de 15 % étant donné que ce produit a des modalités similaires à celles  
7 des options d'électricité interruptible.
- 8 Le taux de réserve du Distributeur demeure comparable à celui du Plan pour l'année courante  
9 et les années suivantes.

**TABLEAU 4.3 RÉVISÉ<sup>4</sup> :**  
**CONTRIBUTION EN PUISSANCE ET TAUX DE RÉSERVE**  
**DES MOYENS DE GESTION DE LA DEMANDE DE PUISSANCE**

Moyen	Contribution au bilan de puissance (MW) 2020-2021	Taux de réserve
Électricité interruptible	1 000	15 %
GDP Affaires	407	17 %
Interruption chaînes de blocs	166	15 % <sup>1</sup>
Tarifification dynamique	53	15,3 % <sup>2</sup>
Hilo	14	17 %
Bonification de l'électricité interruptible	0	15 %

1 : Le taux de réserve est appliqué seulement sur la valeur d'effacement en provenance des clients situés en réseaux municipaux (81 MW en 2020-2021).

2 : Taux pondéré en fonction du taux de réserve des deux options de tarification dynamique.

<sup>3</sup> Le taux de réserve calculé dans l'État d'avancement 2020 a été modifié par la correction apportée au tableau 3.2.

<sup>4</sup> Une correction mineure a été apportée à la contribution de la tarification dynamique à la suite de la correction du tableau 3.2.

#### 4.3. Critère de fiabilité en énergie du Producteur

1 La plus grande part des approvisionnements du Distributeur provient de l'électricité  
2 patrimoniale fournie par le Producteur, dont le parc de production est essentiellement  
3 hydraulique. Le Distributeur doit donc s'assurer que son principal fournisseur est en mesure  
4 de répondre à ses obligations tout en respectant les standards de fiabilité acceptés par la  
5 Régie.

6 Dans sa décision D-2017-040 relative au Plan d'approvisionnement 2017-2026, la Régie a  
7 reconduit le critère de fiabilité en énergie applicable au volume d'électricité fourni par le  
8 Producteur, à savoir le maintien d'une réserve énergétique suffisante pour combler un déficit  
9 éventuel d'apport d'eau de 64 TWh sur deux années consécutives et de 98 TWh sur quatre  
10 années consécutives.

11 Le Distributeur vérifie, trois fois par année, le respect de ce critère auprès de son fournisseur.  
12 Une attestation à cet effet est déposée et rendue publique, en mai, août et novembre de  
13 chaque année<sup>5</sup>.

#### 4.4. Fiabilité en puissance des approvisionnements du Producteur

14 Le Producteur rend compte de la fiabilité en puissance de ses approvisionnements au début  
15 de chaque hiver. Une attestation à cet effet est déposée à la Régie dans le cadre des suivis  
16 du plan d'approvisionnement.

---

<sup>5</sup> Les documents publics transmis à la Régie sont disponibles à l'adresse suivante :  
[http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi\\_HQD\\_D-2017-140\\_CriteresFiabilite.html](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi_HQD_D-2017-140_CriteresFiabilite.html)



## 5. APPROVISIONNEMENT DES RÉSEAUX AUTONOMES

### 5.1. Bilan offre-demande en puissance

- 1 Le bilan de puissance met en évidence la marge de puissance dont dispose le Distributeur
- 2 pour combler les besoins dans chacun des réseaux autonomes.

**TABLEAU 5.1 :**  
**MARGE DE PUISSANCE PAR RÉSEAUX**  
**APRÈS APPLICATION DU CRITÈRE DE PLANIFICATION**

en kW	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
<b>Îles-de-la-Madeleine</b>									
Cap-aux-Meules <sup>(3)</sup>	5 668	4 946	4 224	3 533	2 851	2 688			
L'Île-d'Entrée	507	507	507	508	508	508	508	508	508
<b>Nunavik</b>									
Akulivik	448	428	405	380	354	331	311	291	271
Aupaluk	56	1	(31)	(43)	(56)	(67)	(77)	(87)	(97)
Inukjuak <sup>(2)(4)</sup>	252	199	647	566	644	588	538	487	434
Ivujivik	14	3	(8)	(22)	(35)	(48)	(61)	(73)	(85)
Kangiqsualujuaq	216	202	182	158	133	109	84	60	36
Kangiqsujuaq <sup>(1)</sup>	965	934	898	863	837	816	795	775	756
Kangirsuk	92	87	80	72	63	54	45	37	29
Kuujuaq	461	400	321	223	126	31	(63)	(155)	(243)
Kuujuarapik <sup>(1)</sup>	1 409	1 373	1 330	1 283	1 236	1 197	1 169	1 147	1 124
Puvirnituq	293	244	190	128	68	9	(49)	(106)	(161)
Quaqtaq	4	(5)	(16)	(30)	(44)	(58)	(72)	(86)	(100)
Salluit <sup>(1)</sup>	1 560	1 536	1 503	1 468	1 435	1 402	1 369	1 336	1 305
Tasiujaq <sup>(1)</sup>	419	412	404	393	382	371	361	351	341
Umiujaq	178	164	147	128	110	91	74	57	40
<b>Basse Côte-Nord</b>									
Lac Robertson	1 563	1 510	1 471	1 440	1 414	1 392	1 372	1 353	1 335
La Romaine <sup>(3)</sup>	319								
Port-Menier	324	319	313	307	302	296	290	284	278
<b>Schefferville</b>									
Schefferville	893	712	541	382	232	89	(46)	(174)	(295)
<b>Haute-Mauricie</b>									
Clova	10	(26)	(28)	(29)	(31)	(33)	(35)	(36)	(38)
Obedjiwan <sup>(2)</sup>	353	291	229	168	108	51	(10)	(70)	(130)

1. Avec groupes électrogènes mobiles pour assurer temporairement le respect du critère de fiabilité.
2. Inclut l'option d'électricité interruptible.
3. Raccordement au réseau intégré prévu.
4. Raccordement de la centrale hydroélectrique privée prévue en 2022.

1 Le portrait des marges de puissance par réseaux est semblable à celui présenté dans le Plan.

2 Quelques éléments à signaler :

- 3 • Le Distributeur a augmenté la puissance des centrales d'Aupaluk et de  
4 Kangiqsualujjuaq afin de combler le déficit en puissance prévue à l'hiver 2020-2021.
- 5 • Des augmentations de puissance sont prévues dans les centrales d'Ivujivik et de Salluit  
6 en 2021 et en 2022.
- 7 • Le raccordement prévu de quelques chalets à Clova vient introduire un déficit en  
8 puissance pour ce réseau. Des analyses sont en cours afin de déterminer le meilleur  
9 moyen à déployer.

## 5.2. Stratégie d'approvisionnement

10 Le Distributeur maintient la stratégie annoncée dans le Plan, soit d'assurer la fiabilité des  
11 approvisionnements tout en respectant les critères établis. Celle-ci consiste à agir d'abord sur  
12 la demande en mettant de l'avant les interventions en efficacité énergétique, suivie par les  
13 moyens de conversion vers des énergies plus propres et le déploiement de solutions  
14 permettant d'assurer la fiabilité en puissance.

### 5.2.1. Interventions en efficacité énergétique

15 Le Distributeur poursuit ses campagnes de sensibilisation afin que la clientèle adopte des  
16 comportements éconergétiques et le déploiement de mesures d'économie d'énergie  
17 (figure 5.2). Des travaux sont toujours en cours au Nunavik afin d'établir un plan d'action pour  
18 la poursuite des efforts en efficacité énergétique. Ces travaux ont toutefois été retardés en  
19 raison des impacts de la pandémie du COVID-19.



**TABLEAU 5.2 :**  
**INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE DANS LES RÉSEAUX AUTONOMES**

Interventions en efficacité énergétique		Anticosti	Basse-Côte-Nord	Îles-de-la-Madeleine	Schefferville	Nunavik	Haute-Mauricie		
Tarification dissuasive						✓			
Programme d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉ)		✓	✓	✓	Non applicable	✓	✓		
<b>Interventions en efficacité énergétique</b>									
Résidentiel	Sensibilisation	Trousse éducative		✓		✓	✓		
		Campagne de sensibilisation à l'efficacité énergétique	✓	✓	✓	✓	✓		
		Campagne de sensibilisation à la pointe hivernale	✓	✓	✓	✓	✓		
	Diagnostic résidentiel	Diagnostic résidentiel Mieux consommer (DRMC)	✓	✓	✓	✓	Non applicable	✓	
		Service "Comparez-vous"	✓	✓	✓	✓	Non applicable	✓	
	Offre intégrée	Mieux consommer	Produits économiseurs d'eau et d'énergie	Complété	Complété	Complété	Complété	Non applicable	Complété
			Éclairage LFC	Complété	Complété	Complété	Complété	Complété	Complété
			Éclairage DEL - extérieur	Complété	Complété	Complété	Complété	Complété	Complété
			Minuteries pour chauffe-moteur (existant et nouv.-const.)					PP complété	
			Thermostats	Complété	Complété	Complété	Complété	Non applicable	Complété
	Rénovation énergétique	Portes et fenêtres	Ce programme est disponible dans sa forme actuelle à tous les réseaux autonomes						
		Social - MFR	Ce programme est disponible dans sa forme actuelle à tous les réseaux autonomes						
		Isolation de l'entretoit (propriétaires et locataires)	Non offert (non rentable)	Non offert (non rentable)	Complété	2/3 complétés (non rentable pour le 1/3)	Non applicable	Complété	
Chauffe-eau à trois éléments		✓	Non applicable	✓		Non applicable			
CI	Programme spécifique éclairage efficace		Complété	Complété	Complété	Complété	Complété	Complété	
	Éclairage public		Complété	Complété	Complété	Complété	Complété	Complété	
	Thermostats			Complété					
	Programme OIEÉB ET OIEÉSI (Solutions Efficaces)		✓	✓ 1 projet à Obedjwan	✓ Plus d'un projet en cours	✓	✓	✓	
	Génératrices d'urgence						PP complété		
	Option d'électricité interruptible							✓	

Légende  Programme en continu  
pp Projet pilote

1 Le programme d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉ) est toujours offert dans les réseaux  
2 admissibles et le Distributeur valide régulièrement sa rentabilité économique suivant l'évolution  
3 du mode de production de l'électricité dans ces réseaux.

4 Une stratégie de transition énergétique a été approuvée et mise en place permettant de définir  
5 les nouvelles modalités du programme jusqu'au raccordement et après le raccordement des  
6 Îles-de-la-Madeleine. Ce plan vise à maintenir les clients actuels sur le PUEÉ jusqu'au  
7 raccordement. Aucune nouvelle construction n'est admissible au PUEÉ. Toutefois, si les  
8 équipements de chauffage au combustible sont en fin de vie utile et sont irréparables, ils seront  
9 remplacés par des appareils électriques. Dans l'éventualité où un nouveau scénario  
10 d'alimentation serait retenu au terme de la mise à jour des scénarios alternatifs, cette stratégie  
11 de transition du PUEÉ pourrait être adaptée à la nouvelle solution.

### **5.2.2. Conversion des réseaux autonomes**

12 Le Distributeur a entrepris de convertir de façon partielle ou totale la production d'électricité  
13 des réseaux autonomes vers des sources d'énergie plus propres.

#### ***Nunavik***

14 Le Distributeur continue ses échanges avec des organisations inuites visant l'implantation de  
15 projets d'énergie renouvelable. Malgré que le déploiement de cette stratégie s'avère plus long  
16 que prévu, le Distributeur maintient cette approche partenariale, qui demeure la mieux adaptée  
17 au contexte d'affaires particulier du Nunavik.

#### ***Tasiujaq***

18 Le contrat pour la construction de la nouvelle centrale au diesel, qui intégrera de l'énergie  
19 solaire, a été octroyé. La mise en service est toujours prévue en décembre 2022.

#### ***Inukjuak***

20 Le promoteur a commencé la construction de la centrale hydroélectrique à l'été 2020. Le début  
21 des livraisons est toujours prévu en décembre 2022.

#### ***Kuujuarapik-Whapmagoostui***

22 Le Distributeur est toujours en discussion avec le promoteur, issu des communautés crie et  
23 inuite, concernant un contrat d'achat d'énergie éolienne. Le début des livraisons visé est pour  
24 décembre 2023.

#### ***La Romaine***

25 Le raccordement au réseau principal du village de La Romaine, attendu pour 2021, est toujours  
26 en cours de réalisation.

### **Obedjiwan**

- 1 Le Distributeur poursuit les échanges avec la communauté.

### **Îles-de-la-Madeleine**

- 2 Le parc éolien de 6,4 MW est en cours de construction. Le projet a été un peu retardé
- 3 notamment à cause de la pandémie de COVID-19. Le début des livraisons est prévu dans le
- 4 dernier trimestre de 2020.
- 5 Concernant le raccordement au réseau principal, la mise à jour des scénarios alternatifs est
- 6 en cours et les résultats seront déposés lors de la phase 2 du Plan.

### **5.2.3. Moyens permettant d'assurer la fiabilité en puissance**

- 7 Le Distributeur maintient sa stratégie énoncée dans le Plan.



## 6. COÛTS ÉVITÉS

### 6.1. Coûts évités sur le réseau principal

1 La présente section constitue une mise à jour des coûts évités, compte tenu de la mise à jour  
2 des bilans d'énergie et de puissance, présentés à la section 3.

#### 6.1.1. Coûts évité de fourniture – transport

##### *Coût évité de l'énergie*

3 Le bilan d'énergie montre que, jusqu'en 2026 inclusivement, les marchés de court terme sont  
4 suffisants pour combler les besoins additionnels en énergie, qui surviennent essentiellement  
5 en hiver. Sur cet horizon, le signal de prix pour la période d'hiver reflète donc le coût des achats  
6 sur ces marchés. Pour la période d'été, le signal de prix correspond au prix de l'électricité  
7 patrimoniale.

- 8 • 2020 à 2026 inclusivement :
  - 9 ○ le signal de coût évité pour la période hivernale (décembre à mars) est de  
10 4,5 ¢/kWh (\$ 2020), indexé à l'inflation ;
  - 11 ○ le signal de coût évité pour la période estivale (avril à novembre) est de 2,8 ¢/kWh  
12 (\$ 2020), indexé à l'inflation.
- 13 • À compter de 2027 :
  - 14 ○ le signal de prix est de 8,4 ¢/kWh (\$ 2020) indexé à l'inflation, soit 6,2 ¢/kWh  
15 (\$ 2020) pour la fourniture à laquelle s'ajoutent les coûts de transport et  
16 d'équilibrage de 2,2 ¢/kWh (\$ 2020). Ce signal de prix reflète le prix de référence  
17 de l'électricité des contrats issus du quatrième appel d'offres d'énergie éolienne  
18 A/O 2013-01, révisé afin de refléter la baisse constatée et anticipée du coût des  
19 projets éoliens, comme précisé dans le dossier R-4057-2018 (pièce HQD-4,  
20 document 3 [B-0015]).

##### *Coût évité de la puissance*

21 Le bilan de puissance prévoit le besoin pour un approvisionnement de long terme à compter  
22 de l'hiver 2026-2027.

- 23 • Pour les hivers 2020-2021 à 2025-2026, le signal de coût évité est de 20 \$/kW-hiver  
24 (\$ 2020, indexé à l'inflation) et reflète le coût d'approvisionnement sur les marchés de  
25 court terme pour un approvisionnement en puissance de type UCAP ;

- 1       • À compter de l'hiver 2026-2027, le signal de coût évité est de 116 \$/kW-an (\$ 2020,  
2       indexé à l'inflation). Ce signal est basé sur le coût moyen de la puissance des  
3       soumissions retenues dans le cadre de l'appel d'offres de long terme A/O 2015-01.

### 6.1.2. Coûts évités horaires

4       Le tableau 6.1 présente la mise à jour des coûts évités horaires, selon la méthodologie  
5       présentée à la pièce HQD-4, document 2 (B-0021) du Plan (dossier R-4110-2019). Il présente  
6       le détail, heure par heure, des valeurs associées aux profils du prix de l'énergie et aux coûts  
7       évités.

**TABLEAU 6.1 :**  
**PROFILS ET COÛTS ÉVITÉS HORAIRES**

	Profils horaires (profil=ratio)		Coûts évités horaires (¢/kWh)	
	Jours ouvrables de janvier	Ensemble de l'hiver	Jours ouvrables de janvier	Ensemble de l'hiver
h1	1,0	0,7	4,4	3,3
h2	0,9	0,7	4,0	3,1
h3	0,8	0,7	3,8	2,9
h4	0,8	0,6	3,8	2,9
h5	0,9	0,7	4,1	3,1
h6	1,1	0,8	4,8	3,6
h7	1,5	1,1	6,6	4,8
h8	1,6	1,2	7,2	5,3
h9	1,6	1,2	7,3	5,4
h10	1,6	1,2	7,1	5,3
h11	1,5	1,1	6,6	5,0
h12	1,3	1,1	6,0	4,7
h13	1,2	1,0	5,6	4,4
h14	1,2	0,9	5,2	4,2
h15	1,1	0,9	5,1	4,1
h16	1,2	0,9	5,2	4,1
h17	1,5	1,1	6,6	5,0
h18	2,0	1,4	9,0	6,3
h19	2,0	1,4	8,7	6,4
h20	1,7	1,3	7,8	6,0
h21	1,5	1,2	6,8	5,4
h22	1,3	1,0	5,9	4,7
h23	1,1	0,9	4,8	3,9
h24	1,0	0,8	4,3	3,4

### 6.1.3. Coûts évités de transport et distribution

8       Les coûts évités de transport et distribution ont été mis à jour dans le cadre du Plan (voir la  
9       section 3 de la pièce HQD-4, document 4 [B-0032] du dossier R-4110-2019) en date du 5 mars  
10      2020.

1 Pour les raisons qui suivent, le Distributeur propose d'indexer les coûts présentés dans le  
2 dossier R-4110-2019 et de reporter la mise à jour complète des coûts évités de transport et  
3 de distribution à l'État d'avancement 2021.

4 Le 18 septembre 2020, le Transporteur indiquait à la Régie<sup>6</sup> que le contexte de la pandémie  
5 de COVID-19 entraînait un bouleversement de ses activités (délais pour la réalisation des  
6 projets et des mises en service, priorisation des activités de maintenance et incertitude quant  
7 au délai de reprise complète des travaux et des activités régulières). En conséquence, la Régie  
8 a accepté la demande du Transporteur de reporter le dépôt de sa demande d'autorisation du  
9 budget des investissements de l'année 2021, dans la mesure où il ne bénéficie pas d'une  
10 visibilité suffisante de ses défis opérationnels et financiers.

11 Au moment du dépôt du présent état d'avancement, le Distributeur ne dispose pas des  
12 informations nécessaires à la mise à jour du coût évité de transport.

13 Dans le même ordre d'idées, les reports d'investissements et de mises en service chez le  
14 Transporteur affecteront les activités du Distributeur.

15 Le coût évité de transport serait ainsi de 49,2 \$/kW (\$ 2020, indexé à l'inflation) et celui de  
16 distribution, de 17 \$/kW (\$ 2020, indexé à l'inflation).

## 6.2. Coûts évités des réseaux autonomes

17 Le Distributeur maintient sa méthode d'évaluation des coûts évités de l'énergie et de la  
18 puissance approuvée dans la décision D-2017-140. La présente section constitue une mise à  
19 jour des coûts évités de la pièce HQD-4, document 3 (B-0015) du dossier R-4057-2018.

### 6.2.1. Coûts évités de l'énergie

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

- 22 • coût de combustible (incluant le transport et la distribution) ;
- 23 • taux de rendement moyen de la centrale (exprimé en kWh/litre) ;
- 24 • coûts variables d'exploitation et d'entretien ;
- 25 • pertes sur le réseau ;
- 26 • coûts liés aux émissions de gaz à effet de serre.

27 À partir de ces variables, une annuité croissante (exprimée en \$ 2020), indexée à l'inflation,  
28 est calculée. Comparativement à ceux approuvés dans le dossier R-4057-2018, les signaux

---

<sup>6</sup> [http://www.regie-energie.qc.ca/Avis%20administratifs/HQT-LettRégie\\_Avis\\_administratif\\_Tarifaire%20HQT2021-20200918\\_Depot.pdf](http://www.regie-energie.qc.ca/Avis%20administratifs/HQT-LettRégie_Avis_administratif_Tarifaire%20HQT2021-20200918_Depot.pdf)

1 de coûts évités sont plus faibles, principalement en raison de la révision à la baisse de la  
2 prévision des prix des combustibles. Pour le réseau de Schefferville, le signal de coût évité de  
3 l'énergie est basé sur les paramètres du contrat avec NALCOR.

### 6.2.2. Coûts évités de la puissance

4 Pour l'ensemble des territoires, les signaux de coûts évités de la puissance exprimés en  
5 \$/kW-an demeurent identiques à ceux du dossier R-4057-2018. Seuls les paramètres  
6 économiques ont été mis à jour.

**TABLEAU 6.2 :**  
**COÛTS ÉVITÉS PAR RÉSEAUX AUTONOMES**  
**ANNUITÉ CROISSANTE EXPRIMÉE EN ¢/KWH DE 2020**

	Coût évité en énergie ¢/kWh	Coût évité en puissance \$/kW-an	Facteur d'utilisation	Coût évité en puissance ¢/kWh	Coût évité total ¢/kWh
<b>Îles-de-la-Madeleine</b>					
Cap-aux-Meules	16,22	200	51%	4,44	20,67
<b>Nunavik</b>					
Akulivik	48,89	940	54%	19,99	68,88
Aupaluk	53,23	940	59%	18,33	71,56
Inukjuak	41,92	940	62%	17,24	59,16
Ivujivik	53,23	940	59%	18,14	71,37
Kangiqualujuaq	54,66	940	55%	19,50	74,15
Kangiqualujuaq	51,79	940	59%	18,04	69,83
Kangirsuk	51,92	940	59%	18,28	70,21
Kuujuaq	50,81	940	61%	17,70	68,51
Kuujuarapik	48,72	940	64%	16,75	65,47
Puvimnituk	47,82	940	65%	16,59	64,41
Quaqtaq	56,59	940	60%	17,84	74,44
Salluit	48,60	940	64%	16,80	65,40
Tasiujaq	53,85	940	61%	17,46	71,32
Umiujaq	52,23	940	60%	17,85	70,08
<b>Basse-Côte-Nord</b>					
La Romaine	27,59	800	47%	19,57	47,16
Port Menier	35,73	800	46%	20,03	55,76
<b>Haute Mauricie</b>					
Clova	36,69	800	42%	21,69	58,38
Obedjwan	31,96	800	48%	18,99	50,95
<b>Schefferville</b>					
	2,60	154	51%	3,48	6,07



## **| 7. ANNEXE PRÉVISION DE LA DEMANDE**



**TABEAU 7.1 :**  
**PRÉVISION DES VENTES D'ÉLECTRICITÉ PAR SECTEURS DE CONSOMMATION**

En TWh	2019 <sup>1</sup>	2020 <sup>2</sup>	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Résidentiel	67,2	68,6	68,1	68,7	69,3	70,1	70,4	71,0	71,6	72,6	72,9
Commercial	44,4	42,9	45,3	46,8	48,0	49,1	49,8	50,7	51,5	52,4	52,6
Dont:											
Commercial et institutionnel	38,9	37,2	39,4	40,7	41,8	43,0	43,8	44,7	45,5	46,4	46,6
Chaînes de blocs	0,7	0,6	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,6	0,6
Centres de données	0,6	0,7	0,8	1,3	1,9	2,6	3,3	3,9	4,6	5,2	5,4
Serres	0,3	0,4	0,5	0,8	1,0	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Réseaux municipaux et Éclairage public	5,5	5,6	5,9	6,1	6,1	6,2	6,1	6,0	6,0	6,0	6,0
Chaînes de blocs <sup>3</sup>	0,3	0,6	0,8	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,7	0,7	0,6
Industriel	58,8	60,2	62,5	62,5	62,6	62,6	62,3	60,5	60,6	60,8	60,7
Dont:											
Industriel PME	8,4	8,0	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,2	8,2	8,2
Industriel grandes entreprises	50,4	52,2	54,2	54,2	54,3	54,3	54,1	52,3	52,3	52,6	52,5
Alumineries	18,7	24,3	24,4	24,3	24,5	24,6	24,6	22,8	22,8	22,9	22,8
Pâtes et papiers	12,0	9,7	10,7	10,4	10,2	9,9	9,7	9,5	9,4	9,3	9,3
Pétrole et chimie	4,8	4,4	4,5	4,5	4,5	4,5	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
Mines	4,2	3,9	4,1	4,3	4,4	4,5	4,6	4,8	4,9	5,0	5,1
Sidérurgie, fonte et affinage	7,0	6,6	6,8	6,9	7,0	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1
Autres industriel grandes entreprises	3,8	3,4	3,6	3,6	3,6	3,7	3,7	3,7	3,8	3,8	3,8
<b>VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC</b>	<b>170,4</b>	<b>171,6</b>	<b>175,8</b>	<b>178,0</b>	<b>179,8</b>	<b>181,9</b>	<b>182,6</b>	<b>182,2</b>	<b>183,7</b>	<b>185,7</b>	<b>186,2</b>
Incluant l'impact des conditions climatiques	174,6	171,8									

**Notes:**

<sup>1</sup> Ventes réelles pour l'année 2019, normalisées pour les conditions climatiques.

<sup>2</sup> Inclut les ventes réelles au 31 juillet 2020, normalisées pour les conditions climatiques.

<sup>3</sup> Ventes estimées au réel, car le Distributeur n'a pas toutes les informations nécessaires pour évaluer les volumes de ventes associés à l'usage Chaînes de blocs en Réseaux municipaux.

**TABEAU 7.2 :**  
**COMPARAISON AVEC LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2020-2029**  
**ÉCART DE PRÉVISION DES VENTES PAR SECTEURS DE CONSOMMATION**

En TWh	2019 <sup>1</sup>	2020 <sup>2</sup>	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Résidentiel	0,2	0,9	0,3	0,5	0,8	0,9	1,1	1,3	1,5	1,8	2,1
Commercial	0,0	-3,0	-3,8	-4,4	-4,1	-3,7	-2,9	-0,5	1,0	1,2	1,4
Dont:											
Commercial et institutionnel	-0,1	-3,1	-3,3	-3,5	-3,2	-2,7	-1,9	-0,2	0,7	1,0	1,2
Chaînes de blocs	-0,1	-0,9	-2,4	-2,8	-2,8	-2,7	-2,3	-0,9	-0,4	-0,5	-0,5
Centres de données	0,0	-0,1	-0,2	0,0	0,3	0,6	0,9	1,3	1,7	2,1	2,3
Serres	0,0	-0,1	-0,2	-0,2	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Réseaux municipaux et Éclairage public	0,0	0,1	-0,5	-0,9	-0,9	-0,9	-1,0	-0,3	0,3	0,2	0,2
Chaînes de blocs <sup>3</sup>	0,1	0,3	-0,3	-0,8	-0,7	-0,8	-0,9	-0,1	0,5	0,4	0,4
Industriel	-1,1	-3,4	-1,3	-1,2	-1,0	-0,9	-0,9	-1,9	-1,6	-1,4	-1,0
Dont:											
Industriel PME	-0,2	-0,6	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,4	-0,4	-0,4	-0,5	-0,5
Industriel grandes entreprises	-1,0	-2,8	-1,0	-1,0	-0,7	-0,6	-0,5	-1,5	-1,2	-0,9	-0,5
Alumineries	-0,4	1,1	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
Pâtes et papiers	0,0	-2,2	-1,0	-1,0	-1,0	-0,9	-0,9	-0,8	-0,6	-0,4	-0,2
Pétrole et chimie	-0,1	-0,5	-0,3	-0,2	-0,1	-0,1	0,0	0,1	0,2	0,2	0,3
Mines	-0,1	-0,4	-0,3	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
Sidérurgie, fonte et affinage	-0,4	-0,5	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
Autres industriel grandes entreprises	0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
<b>VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC</b>	<b>-1,0</b>	<b>-5,6</b>	<b>-4,8</b>	<b>-5,1</b>	<b>-4,4</b>	<b>-3,6</b>	<b>-2,7</b>	<b>-1,1</b>	<b>0,9</b>	<b>1,7</b>	<b>2,4</b>

**Notes:**

<sup>1</sup> Ventes réelles pour l'année 2019, normalisées pour les conditions climatiques.

<sup>2</sup> Inclut les ventes réelles au 31 juillet 2020, normalisées pour les conditions climatiques.

<sup>3</sup> Ventes estimées au réel, car le Distributeur n'a pas toutes les informations nécessaires pour évaluer les volumes de ventes associés à l'usage Chaînes de blocs en Réseaux municipaux.

**TABLEAU 7.3 :**  
**PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE**

En TWh	2019 <sup>1</sup>	2020 <sup>2</sup>	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Ventes Régulières au Québec	170,4	171,6	175,8	178,0	179,8	181,9	182,6	182,2	183,7	185,7	186,2
+ Énergie interruptible	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
+ Usage interne	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
+ Effacement Chaînes de blocs	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0
- Consommation hors réseau intégré	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,3	0,3	0,3	0,3
= Consommation visée par le Plan <sup>3</sup>	170,5	171,8	176,0	178,2	180,0	182,0	182,7	182,6	184,0	186,1	186,6
+ Pertes de transport et de distribution	12,4	12,6	13,1	13,2	13,3	13,5	13,5	13,5	13,6	13,8	13,8
<b>BESOINS VISÉS PAR LE PLAN</b>	<b>182,9</b>	<b>184,4</b>	<b>189,2</b>	<b>191,4</b>	<b>193,3</b>	<b>195,5</b>	<b>196,2</b>	<b>196,1</b>	<b>197,7</b>	<b>199,9</b>	<b>200,4</b>
<i>Incluant l'impact des conditions climatiques</i>	<i>187,7</i>	<i>184,5</i>									

**Notes:**

<sup>1</sup> Ventes réelles pour l'année 2019, normalisées pour les conditions climatiques.

<sup>2</sup> Inclut les ventes publiées au 31 juillet 2020, normalisées pour les conditions climatiques.

<sup>3</sup> Inclut un ajustement du facturé/livré et une quantité d'énergie interrompue chez les clients en vertu de contrats de puissance interruptible (Producteur) et de l'option d'électricité interruptible (Distributeur).

**TABLEAU 7.4 :**  
**PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE PAR**  
**USAGE À LA POINTE DE L'HIVER<sup>1</sup>**

En MW	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
<b>Usages</b>											
Chauffage des espaces Résidentiel	13 930	14 142	14 139	14 318	14 517	14 677	14 820	14 953	15 078	15 194	15 303
Chauffage des espaces Commercial	3 579	3 620	3 592	3 623	3 627	3 625	3 621	3 617	3 611	3 604	3 595
Eau chaude Résidentiel	1 948	1 952	1 970	1 987	2 004	2 025	2 031	2 045	2 060	2 082	2 091
Industriel	8 017	8 294	8 278	8 306	8 323	8 323	8 297	8 005	8 002	8 012	8 018
Centres de données	88	98	101	148	223	311	404	497	591	678	724
Chaînes de blocs	113	162	175	227	238	236	220	205	192	179	168
Serres	76	103	105	156	244	285	300	308	309	310	311
Véhicules électriques	28	47	73	104	146	195	252	317	390	471	559
Photovoltaïque	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autres usages	10 192	10 445	10 342	10 522	10 469	10 480	10 552	10 624	10 678	10 699	10 780
<b>BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR</b>	<b>37 972</b>	<b>38 862</b>	<b>38 775</b>	<b>39 392</b>	<b>39 790</b>	<b>40 156</b>	<b>40 498</b>	<b>40 572</b>	<b>40 909</b>	<b>41 228</b>	<b>41 550</b>
<i>(Besoins visés par le Plan)</i>											

**Notes:**

<sup>1</sup> Valeurs normalisées pour les conditions climatiques et autres conditions d'occurrence de la pointe que sont la date, le jour de la semaine et l'heure.

**TABLEAU 7.5 :**  
**COMPARAISON AVEC LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2020-2029**  
**ÉCART PAR USAGES À LA POINTE DE L'HIVER<sup>1</sup>**

En MW	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029
<b>Usages</b>											
Chauffage des espaces Résidentiel	0	37	-102	-79	-16	11	28	41	49	57	64
Chauffage des espaces Commercial	0	-3	-62	-54	-68	-87	-104	-121	-138	-155	-172
Eau chaude Résidentiel	0	-28	-22	-20	-15	-12	-9	-10	-3	5	16
Industriel	26	32	-111	-78	-45	-31	-27	-226	-194	-166	-133
Centres de données	3	-7	-21	-10	18	60	106	153	205	262	297
Chaînes de blocs	13	-28	-220	-490	-480	-481	-449	-299	10	-3	-14
Serres	-1	15	-26	-28	14	40	47	52	50	52	53
Véhicules électriques	-3	-2	1	6	16	26	38	50	68	97	129
Photovoltaïque	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autres usages	-39	64	-149	-51	-182	-183	-188	-207	-202	-209	-212
<b>BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR</b> <i>(Besoins visés par le Plan)</i>	<b>0</b>	<b>79</b>	<b>-714</b>	<b>-804</b>	<b>-759</b>	<b>-659</b>	<b>-557</b>	<b>-567</b>	<b>-155</b>	<b>-59</b>	<b>28</b>

**Notes:**

<sup>1</sup> Valeurs normalisées pour les conditions climatiques et autres conditions d'occurrence de la pointe que sont la date, le jour de la semaine et l'heure.

**TABLEAU 7.6 :**  
**PRINCIPALES VARIABLES DÉMOGRAPHIQUES ET ÉCONOMIQUES**

	Unité	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Population de 15 ans et plus au Québec	milliers	7051	7 093	7 142	7 194	7 247	7 301	7 352	7 401	7 448	7 494	7 539
Nouveaux abonnements résidentiels	milliers	37,9	35,4	34,2	35,7	34,8	33,9	31,3	30,0	29,2	28,6	27,8
Croissance du PIB total <sup>1</sup>	%	2,6	-6,5	5,5	2,8	1,5	1,4	1,4	1,3	1,3	1,2	1,2
Croissance du PIB manufacturier <sup>1</sup>	%	2,6	-10,0	4,8	1,6	1,3	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1
Croissance du PIB tertiaire <sup>1</sup>	%	3,1	-5,9	5,5	3,3	1,5	1,4	1,4	1,3	1,3	1,2	1,2
Croissance de l'emploi total	%	1,7	-7,6	4,1	3,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Croissance de la rémunération des salariés <sup>1</sup>	%	4,0	-3,8	2,8	2,1	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8

**Notes:**

<sup>1</sup> La croissance des PIB total, manufacturier et tertiaire ainsi que celle de la rémunération des salariés sont exprimées en termes réels, c'est-à-dire nettes de l'inflation.

**TABLEAU 7.7 :**  
**ENCADREMENT DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE**  
**BESOINS EN ÉNERGIE**

En TWh	2019 <sup>1</sup>	2020 <sup>2</sup>	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Besoins en énergie (10 <sup>e</sup> centile)	182,9	183,3	186,0	187,8	189,3	191,2	191,7	191,1	192,0	192,2	192,6
Besoins en énergie prévus	182,9	184,4	189,2	191,4	193,3	195,5	196,2	196,1	197,7	199,9	200,4
Besoins en énergie (90 <sup>e</sup> centile)	182,9	185,0	192,2	195,1	197,5	200,0	201,0	203,1	205,6	208,1	208,9

**Notes:**

<sup>1</sup> Ventes réelles pour l'année 2019, normalisées pour les conditions climatiques.

<sup>2</sup> Inclut les ventes réelles au 31 juillet 2020, normalisées pour les conditions climatiques.

**TABLEAU 7.8 :**  
**ENCADREMENT DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE**  
**BESOINS EN PUISSANCE**

En MW	2018-2019 <sup>1</sup>	2019-2020 <sup>1</sup>	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029
Besoins en puissance (10 <sup>e</sup> centile)	37 972	38 862	38 084	38 558	38 866	39 124	39 384	39 332	39 556	39 691	39 957
Besoins en puissance prévus	37 972	38 862	38 775	39 392	39 790	40 156	40 498	40 572	40 909	41 228	41 550
Besoins en puissance (90 <sup>e</sup> centile)	37 972	38 862	39 440	40 222	40 721	41 197	41 625	41 822	42 407	42 812	43 203

**Notes:**

<sup>1</sup> Pointe normalisée pour les conditions climatiques et les autres conditions d'occurrence de la pointe d'hiver que sont la date, le jour de la semaine et l'heure.

**TABLEAU 7.9 :**  
**COMPARAISON AVEC LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2020-2029**  
**PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE**

En TWh	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
<b>Consommation visée par le Plan</b>											
État d'avancement 2020 <sup>1,2</sup>	170,5	171,8	176,0	178,2	180,0	182,0	182,7	182,6	184,0	186,1	186,6
Plan d'approvisionnement 2020-2029 <sup>3</sup>	171,6	177,4	180,9	183,4	184,5	185,8	185,5	183,8	183,2	184,5	184,3
Écart	-1,1	-5,6	-4,9	-5,2	-4,5	-3,8	-2,8	-1,2	0,8	1,6	2,3
<b>Pertes de transport et de distribution</b>											
État d'avancement 2020 <sup>1,2</sup>	12,4	12,6	13,1	13,2	13,3	13,5	13,5	13,5	13,6	13,8	13,8
Plan d'approvisionnement 2020-2029 <sup>3</sup>	12,6	13,2	13,4	13,6	13,7	13,8	13,7	13,6	13,6	13,7	13,7
Écart	-0,3	-0,6	-0,3	-0,3	-0,4	-0,3	-0,2	-0,1	0,0	0,1	0,1
<b>BESOINS VISÉS PAR LE PLAN</b>											
État d'avancement 2020 <sup>1,2</sup>	182,9	184,4	189,2	191,4	193,3	195,5	196,2	196,1	197,7	199,9	200,4
Plan d'approvisionnement 2020-2029 <sup>3</sup>	184,2	190,6	194,3	197,0	198,2	199,6	199,3	197,4	196,8	198,2	197,9
Écart	-1,3	-6,2	-5,2	-5,6	-4,9	-4,1	-3,1	-1,3	0,8	1,7	2,5

**Notes:**

<sup>1</sup> Inclut les ventes réelles au 31 juillet 2020, normalisées pour les conditions climatiques.

<sup>2</sup> Ventes réelles pour l'année 2019, normalisées pour les conditions climatiques.

<sup>3</sup> Inclut les ventes réelles au 31 juillet 2019, normalisées pour les conditions climatiques.

## **8. ANNEXE APPROVISIONNEMENT**





### 8.1. Historique des événements importants depuis le dépôt du Plan d'approvisionnement 2020-2029

- |                         |  |
|-------------------------|--|
| <b>21 octobre 2019</b>  | Décision sur la demande relative à l'établissement d'un service public de recharge rapide pour véhicules électriques (D-2019-127).   |
| <b>23 octobre 2019</b>  | Approbation du texte des tarifs et conditions de service appliqué aux chaînes de blocs et fixation de la date de leur entrée en vigueur au 23 octobre 2019 (D-2019-129).   |
| <b>31 octobre 2019</b>  | Fin des soumissions pour l'appel de propositions pour l'attribution d'un bloc de 300 MW de puissance et d'énergie (A/P 2019-01).   |
| <b>2 décembre 2019</b>  | Décision sur le fond dans le cadre de la phase 1 de la demande relative au programme GDP Affaires (dossier 4041-2018, phase 1), qui stipule que le Programme, dans sa mise en œuvre actuelle, constitue une offre tarifaire optionnelle et qu'il doit respecter les caractéristiques inhérentes à cette catégorie réglementaire. La Régie demande au Distributeur de déposer une autre preuve avec une proposition tarifaire (D-2019-164). |
| <b>10 décembre 2019</b> | Approbation de l'entente cadre intervenue entre le Distributeur et le Producteur pour la période du 1 <sup>er</sup> janvier 2020 au 31 décembre 2022 (D-2019-169).   |
| <b>17 décembre 2019</b> | Approbation du contrat d'approvisionnement en électricité conclu avec Innavik Hydro S.E.C., de l'instauration du Tarif domestique biénergie – Réseau d'Inukjuak et des modifications aux Conditions de service, dans le cadre de la demande relative à la conversion du réseau autonome d'Inukjuak à l'énergie renouvelable (D-2019-173).  |
| <b>28 janvier 2020</b>  | Approbation des caractéristiques et des critères d'analyse des soumissions en vue de l'acquisition d'un service d'intégration éolienne (décision interlocutoire D-2020-009).   |
| <b>27 février 2020</b>  | Lancement de l'appel d'offres visant l'acquisition d'un service d'intégration éolienne (A/O 2020-01).  |
| <b>9 juillet 2020</b>   | Dépôt de la demande relative aux mesures de soutien au développement des serres qui inclut le décret 2020-1570 du 8 juillet 2020 concernant les préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées à la Régie de l'énergie à l'égard de la demande du Distributeur d'électricité de fixer un nouveau tarif visant le développement de la production en serre (dossier R-4127-2020).                                       |

<b>23 juillet 2020</b>	Décision sur la phase 2 du dossier R-4041-2018 concernant la demande relative au programme GDP Affaires, dans laquelle la Régie déclare que la décision D-2019-164 était et demeure légale et exécutoire (D-2020-095).
<b>30 juillet 2020</b>	Décision finale du dossier R-4091-2019 sur le Tarif domestique biénergie – Réseau d'Inukjuak concernant la conversion du réseau à l'énergie renouvelable (D-2020-099),
<b>7 août 2020</b>	Rejet de la demande de sursis d'exécution de conclusions de la décision D-2020-095 déposée le 30 juillet 2020 dans le cadre de la phase 2 du dossier R-4041-2018 (D-2020-105).
<b>14 septembre 2020</b>	Décision de la Régie qui fixe le tarif GDP provisoire pour l'hiver 2020-2021 (D-2020-120).
<b>21 septembre 2020</b>	Rejet de la demande de sursis, déposée en Cour supérieure, visant à suspendre toute décision ou ordonnance dans le dossier R-4041-2018, les décisions D-2020-095 et D-2020-105 et les procédures pendantes (500-17-113361-201).
<b>22 octobre 2020</b>	Approbation par la Régie du contrat de service d'intégration éolienne découlant de l'AO 2020-01 (D-2020-137).

## 8.2. Coûts des approvisionnements

Le tableau 8.1 présente les coûts des approvisionnements en suivi de la décision D-2020-055.

**TABLEAU 8.1 RÉVISÉ<sup>7</sup> :**  
**COÛTS DES APPROVISIONNEMENTS**

	2019 Historique			2020 Réel au 31 juillet			2021 Prévisionnel		
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
<b>LONG TERME</b>	<b>16,7</b>	<b>1 825,6</b>	<b>109,3</b>	<b>16,6</b>	<b>1 801,8</b>	<b>108,7</b>	<b>17,6</b>	<b>1 927,0</b>	<b>109,3</b>
<b>COURT TERME</b>	<b>1,8</b>	<b>103,7</b>	<b>s.o.</b>	<b>0,2</b>	<b>31,8</b>	<b>s.o.</b>	<b>0,3</b>	<b>55,2</b>	<b>s.o.</b>
Achats d'énergie <sup>(1) (2)</sup>	1,8	92,2	50,6	0,2	8,4	36,9	0,3	11,4	41,2
<i>dont options d'électricité interruptible</i>	0,0	1,2	200,0	-	-	-	-	-	-
<i>dont gestion de la demande de puissance</i>	0,0	-	s.o.	0,0	-	s.o.	-	-	-
<i>dont achats sur les marchés de court terme</i>	1,8	90,8	50,3	0,2	8,3	37,4	0,3	11,4	41,2
<i>dont entente cadre</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Achats de puissance	s.o.	11,5	s.o.	s.o.	23,4	s.o.	s.o.	43,8	s.o.
<i>dont options d'électricité interruptible</i>	s.o.	11,5	s.o.	s.o.	12,5	s.o.	s.o.	10,4	s.o.
<i>dont gestion de la demande de puissance</i>	s.o.	0,0	s.o.	s.o.	7,3	s.o.	s.o.	23,9	s.o.
<b>TOTAL - Approvisionnements postpatrimoniaux</b>	<b>18,5</b>	<b>1 929,4</b>	<b>104,1</b>	<b>16,8</b>	<b>1 833,7</b>	<b>109,1</b>	<b>17,9</b>	<b>1 982,2</b>	<b>110,7</b>

(1) Incluant les montants relatifs à l'entente cadre et les frais de couverture des émissions de gaz à effet de serre.

(2) Incluant l'énergie des moyens de gestion de la demande de puissance pour l'année historique et l'année courante.

<sup>7</sup> Une correction a été apportée au montant des options d'électricité interruptible en 2019. Cette correction n'a pas d'impact sur les autres valeurs présentées au tableau.

### 8.3. Suivi des conventions d'énergie différée

**TABLEAU 8.2 :**  
**UTILISATION DES CONVENTIONS D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE**  
**ET RAPPELÉE DANS LE SCÉNARIO DE DEMANDE DE RÉFÉRENCE – SOMMAIRE**

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027		
En MW	Janvier	0	0	0	550	600	400	150	0	0	0	0	0	0	150	400	400	400	400	400	400	
	Février	0	0	0	700	400	400	150	300	0	0	0	0	0	0	200	400	400	400	400	243	
	Mars	0	-600	-400	250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Avril	0	-600	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mai	0	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Juin	-500	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Juillet	-500	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Août	-500	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Septembre	-500	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Octobre	-600	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Novembre	0	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Décembre	-200	-350	0	0	0	0	600	600	0	0	0	0	0	0	0	0	150	350	350	0	
<b>Total annuel</b>	-2,1	-4,2	-0,7	1,1	0,7	0,6	0,7	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,4	0,7	0,8	0,8	0,5		
En TWh	<b>Total différé</b>	-2,1	-4,2	-0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	<b>Total rappelé</b>	0,0	0,0	0,0	1,1	0,7	0,6	0,7	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,4	0,7	0,8	0,8	0,5		
	<b>Solde</b>	-2,1	-6,3	-7,0	-5,9	-5,2	-4,7	-4,0	-3,3	-3,3	-3,3	-3,3	-3,3	-3,3	-3,3	-3,2	-2,8	-2,1	-1,3	-0,5	0,0	

**TABLEAU 8.3 :**  
**UTILISATION DES CONVENTIONS D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE**  
**ET RAPPELÉE DANS LE SCÉNARIO DE DEMANDE DE RÉFÉRENCE – CONTRAT DE BASE (350 MW)**

Contrat en base	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
En MW	Janvier	0	0	0	550	600	400	150	0	0	0	0	0	0	150	400	400	0	0	0	
	Février	0	0	0	700	400	400	150	300	0	0	0	0	0	0	200	17	0	0	0	
	Mars	0	-350	-350	250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Avril	0	-350	-350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mai	0	-350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Juin	-350	-350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Juillet	-350	-350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Août	-350	-350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Septembre	-350	-350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Octobre	-350	-350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Novembre	0	-350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Décembre	-200	-350	0	0	0	0	600	600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total différé</b>	-1,4	-2,6	-0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
<b>Total rappelé</b>	0,0	0,0	0,0	1,1	0,7	0,6	0,7	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,4	0,3	0,0	0,0	0,0	
<b>Solde</b>	-1,4	-4,0	-4,5	-3,5	-2,7	-2,2	-1,5	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,7	-0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	

**TABLEAU 8.4 :**  
**UTILISATION DES CONVENTIONS D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE**  
**ET RAPPELÉE DANS LE SCÉNARIO DE DEMANDE DE RÉFÉRENCE – CONTRAT CYCLABLE (250 MW)**

Contrat cyclable	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
En MW	Janvier	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	400	400	400	
	Février	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	383	400	400	243	
	Mars	0	-250	-50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Avril	0	-250	-250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mai	0	-250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Juin	-150	-250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Juillet	-150	-250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Août	-150	-250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Septembre	-150	-250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Octobre	-250	-250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Novembre	0	-250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Décembre	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	150	350	350	0
<b>Total différé</b>	-0,6	-1,7	-0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
<b>Total rappelé</b>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,8	0,8	0,5	
<b>Solde</b>	-0,6	-2,3	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,1	-1,3	-0,5	0,0	

#### 8.4. Capacités des interconnexions

1 Le tableau 8.5 présente les capacités d'importation considérées par le Distributeur dans ses  
2 activités d'approvisionnement. Les informations menant aux quantités disponibles en mode  
3 import ont été présentées au Plan et demeurent valides. Des précisions sont toutefois  
4 apportées quant à l'interconnexion du projet Maine – *New England Clean Energy* (NECEC) à  
5 la section 8.4.2.

**TABLEAU 8.5 :**  
**CAPACITÉS D'IMPORTATION AU QUÉBEC (EN MW)**  
**ÉTAT DE LA SITUATION POUR LA PÉRIODE 2020 – 2021**

Marché – Nom de l'interconnexion	Capacité de référence <sup>1</sup> (MW)	Capacité maximale en puissance <sup>2</sup>	Capacité d'importation <sup>2</sup> en énergie pour 90% des heures de l'hiver	
			En MW	En GWh
Énergie La Lièvre – (MATI et MAFA)	255 + 99	0	150	392
Labrador – (LAB)	5 150	0	0	0
Nouveau-Brunswick – (NB)	785*	0	0	0
Nouvelle-Angleterre – Highgate (HIGH)	170	0	0	0
Nouvelle-Angleterre – Radisson-Sandy-Pond (NE)	2 000	0	270	705
New York (CRT) - Dennison (DEN)	100	100	100	261
New York – Châteauguay (MASS)	1 000	1 000	1 000	2 613
Ontario – Beauharnois (LAW)	470	0	180	470
Ontario – Chat Falls (Q4C)	140	0	0	0
Ontario – Kipawa (OTTO)	110	0	0	0
Ontario – Outaouais (ON)	1 250	0	600	1 568
<b>Total</b>				<b>6 009</b>

1 : Capacité des interconnexions affichée sur le site OASIS du Transporteur

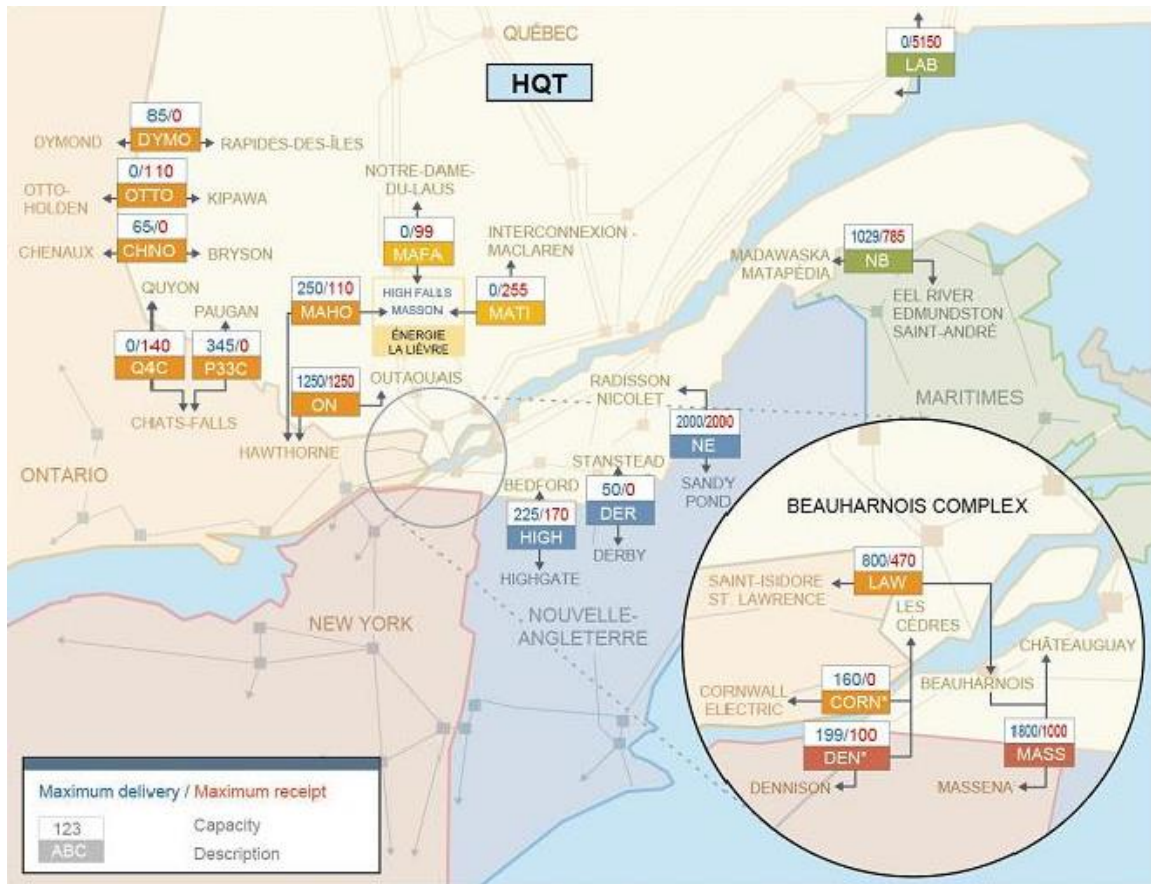
2 : Capacité établie par le Distributeur, compte tenu des limites soulevées dans le dossier R-4110-2019, à la pièce HQD-2, document 3 (B-0009), sections 6.2 et 6.3

\* Évaluation valide à court terme.

##### 8.4.1. Capacités de référence des interconnexions

6 Les capacités de référence des interconnexions, affichées sur le site OASIS du Transporteur,  
7 sont les mêmes que celles présentées au dernier plan. D'ici 2021, aucun ajout ou changement  
8 significatif affectant les capacités d'importation n'est prévu.

**FIGURE 8.1 :**  
**CARTE DES INTERCONNEXIONS**



\*Note : Combined exports to CORN and DEN cannot exceed 325 MW.

Source : site OASIS du Transporteur

#### 8.4.2. Mise à jour sur le projet Maine – New England Clean Energy (NECEC)

- 1 Ce projet d'interconnexion, d'une capacité d'exportation de 1 200 MW, relierait le Québec au
- 2 sud de l'État du Maine<sup>8</sup>.
- 3 En vertu des informations disponibles dans le dossier R-4112-2019, cette interconnexion
- 4 pourrait permettre des importations en puissance et énergie vers la zone du Québec.
- 5 Le Distributeur entend communiquer avec le Transporteur dès l'annonce officielle de
- 6 l'acceptation du projet en sol américain pour demander une étude et discuter des contraintes
- 7 techniques et commerciales.

<sup>8</sup> Voir le site Web du promoteur du projet : [www.necleanenergyconnect.org](http://www.necleanenergyconnect.org)



## **9. ANNEXE RÉSEAUX AUTONOMES**





**TABLEAU 9.1 :**  
**ÉCARTS ENTRE LA PRODUCTION ET LES VENTES**  
**DES RÉSEAUX AUTONOMES POUR 2019**

	Production	Consommation des centrales, pertes et usage interne	Ventes	Écarts entre la production et les ventes	Consommation des centrales	Usage interne	Pertes
	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(%)	(GWh)	(GWh)	(GWh)
<b>Iles-de-la-Madeleine</b>							
Cap-aux-Meules	202,1	21,4	180,7	11,9%	13,4	0,3	7,8
Île d'Entrée	1,0	0,2	0,8	27,5%	0,2	0,0	0,0
<b>Sous-total</b>	<b>203,1</b>	<b>21,6</b>	<b>181,4</b>	<b>11,9%</b>	<b>13,6</b>	<b>0,3</b>	<b>7,8</b>
<b>Nunavik</b>							
Akulivik	3,5	0,4	3,1	12,5%	0,3	0,0	0,1
Aupaluk	2,1	0,2	1,9	9,8%	0,1	0,0	0,1
Inukjuak	10,7	0,8	10,0	7,9%	0,3	0,0	0,5
Ivujivik	2,5	0,2	2,3	6,6%	0,1	0,0	0,0
Kangiqsualujuaq	5,0	0,5	4,5	10,3%	0,2	0,0	0,3
Kangiqsujuaq	4,9	0,3	4,7	5,5%	0,2	0,0	0,1
Kangirsuk	3,8	0,3	3,5	7,4%	0,1	0,0	0,1
Kuujuaq	20,2	0,8	19,4	4,0%	0,5	0,0	0,3
Kuujuarapik	11,8	0,6	11,1	5,8%	0,5	0,1	0,1
Puvimituq	11,8	1,0	10,8	9,1%	0,3	0,0	0,7
Quaqtaq	3,2	0,3	2,9	8,7%	0,2	0,0	0,1
Salluit	8,9	1,2	7,7	14,9%	0,3	0,0	0,8
Tasiujaq	2,7	0,2	2,5	8,9%	0,2	0,0	0,0
Umiujaq	3,2	0,3	3,0	9,3%	0,2	0,1	0,1
<b>Sous-total</b>	<b>94,2</b>	<b>6,8</b>	<b>87,4</b>	<b>7,8%</b>	<b>3,3</b>	<b>0,3</b>	<b>3,2</b>
<b>Basse-Côte-Nord</b>							
Lac-Robertson	72,3	8,2	64,1	12,7%	1,6	0,4	6,2
La Romaine	15,1	0,9	14,2	6,5%	0,4	0,0	0,5
Port-Menier	4,6	0,4	4,2	10,4%	0,2	0,0	0,2
<b>Sous-total</b>	<b>92,0</b>	<b>9,5</b>	<b>82,5</b>	<b>11,5%</b>	<b>2,2</b>	<b>0,4</b>	<b>6,8</b>
<b>Schefferville <sup>1</sup></b>	<b>n.d.</b>	<b>n.d.</b>	<b>n.d.</b>	<b>n.d.</b>	<b>n.d.</b>	<b>n.d.</b>	<b>n.d.</b>
<b>Haute-Mauricie</b>							
Clova	0,8	0,1	0,7	22,5%	0,0	0,0	0,1
Obedjiwan	14,1	0,7	13,5	4,8%	0,3	0,0	0,4
<b>Sous-total</b>	<b>14,9</b>	<b>0,8</b>	<b>14,1</b>	<b>5,7%</b>	<b>0,3</b>	<b>0,0</b>	<b>0,5</b>
<b>Réseaux autonomes</b>	<b>404,2</b>	<b>38,8</b>	<b>365,5</b>	<b>10,6%</b>	<b>19,4</b>	<b>1,1</b>	<b>18,3</b>

Note 1 : En raison de problèmes techniques liés à l'acquisition de données pour le réseau de Schefferville, les pertes pour ce réseau n'ont pu être estimées pour l'année 2019.