

**ÉTAT D'AVANCEMENT 2018 DU  
PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2026**



## TABLE DES MATIÈRES

<b>1. CONTEXTE ET FAITS SAILLANTS .....</b>	<b>5</b>
1.1. Contexte.....	5
1.2. Faits saillants .....	6
<b>2. PRÉVISION DE LA DEMANDE .....</b>	<b>6</b>
2.1. Prévision des ventes d'électricité par secteurs de consommation.....	6
2.2. Prévision des besoins en énergie .....	8
2.3. Prévision des besoins en puissance.....	8
2.4. Aléas de la demande.....	9
2.5. Suivi de la décision D-2017-140 .....	10
<b>3. APPROVISIONNEMENTS ET STRATÉGIES.....</b>	<b>10</b>
3.1. Approvisionnements de long terme .....	10
3.2. Équilibre offre-demande en énergie et stratégie .....	11
3.3. Équilibre offre-demande en puissance et stratégie .....	12
3.3.1. <i>Gestion de la demande en puissance</i> .....	14
3.3.2. <i>Contribution des marchés de court terme en puissance</i> .....	16
3.3.3. <i>Abaissment de tension</i> .....	16
<b>4. FIABILITÉ DES APPROVISIONNEMENTS .....</b>	<b>16</b>
4.1. Critère de fiabilité en puissance du Distributeur.....	16
4.2. Fiabilité en puissance des approvisionnements du Producteur.....	17
4.3. Critère de fiabilité en énergie du Distributeur.....	17
4.4. Critère de fiabilité en énergie du Producteur.....	18
<b>5. ATTRIBUTS ENVIRONNEMENTAUX.....</b>	<b>18</b>
<b>6. APPROVISIONNEMENT DES RÉSEAUX AUTONOMES .....</b>	<b>19</b>
6.1. Bilan offre-demande en puissance .....	19
6.2. Stratégie d'approvisionnement .....	20
6.2.1. <i>Interventions en efficacité énergétique</i> .....	20
6.2.2. <i>Conversion des réseaux autonomes</i> .....	21
6.2.3. <i>Moyens permettant d'assurer la fiabilité en puissance</i> .....	23
6.3. Suivi de la décision D-2017-140 .....	24
<b>1. CAPACITÉ DE RÉFÉRENCE DES INTERCONNEXIONS.....</b>	<b>49</b>
<b>2. CAPACITÉ POTENTIELLE DES INTERCONNEXIONS EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE.....</b>	<b>49</b>
<b>3. NOUVEAUX PROJETS D'INTERCONNEXION PRÉVUS À PARTIR DE 2020 .....</b>	<b>53</b>
<b>4. CONTRIBUTION DES MARCHÉS DE COURT TERME AU BILAN EN PUISSANCE .....</b>	<b>54</b>
<b>ANNEXE A : SOMMAIRE DE LA PRÉVISION DES VARIABLES DÉMOGRAPHIQUES ET ÉCONOMIQUES</b>	
<b>25</b>	
<b>ANNEXE B : FOURCHETTES D'ENCADREMENT DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE .....</b>	<b>29</b>
<b>ANNEXE C : COMPARAISONS AVEC L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2017.....</b>	<b>33</b>
<b>ANNEXE D : LISTE DES CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT DE LONG TERME DU DISTRIBUTEUR..</b>	<b>37</b>
<b>ANNEXE E : SUIVI DE L'UTILISATION DES CONVENTIONS D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE.....</b>	<b>43</b>
<b>ANNEXE F : CAPACITÉ DES INTERCONNEXIONS.....</b>	<b>47</b>
<b>ANNEXE G : ÉCARTS ENTRE LA PRODUCTION ET LES VENTES (RÉSEAUX AUTONOMES).....</b>	<b>55</b>

## LISTE DES TABLEAUX

TABLEAU 1 : PRÉVISION DES VENTES D'ÉLECTRICITÉ PAR SECTEURS DE CONSOMMATION .....	7
TABLEAU 2 : PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE .....	8
TABLEAU 3 : PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE.....	9
TABLEAU 4 : ALÉA SUR LES BESOINS EN ÉNERGIE ÉCART TYPE (TWH) .....	9
TABLEAU 5 : ALÉA SUR LES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER ÉCART TYPE (MW).....	10
TABLEAU 6 : BILAN EN ÉNERGIE .....	11
TABLEAU 7 : BILAN EN PUISSANCE .....	13
TABLEAU 8 : ÉVOLUTION DES TAUX DE RÉSERVE REQUISE POUR RESPECTER LE CRITÈRE DE FIABILITÉ EN PUISSANCE .....	17
TABLEAU 9 : CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE DU DISTRIBUTEUR .....	18
TABLEAU 10 : BILAN DE PUISSANCE PAR RÉSEAUX APRÈS APPLICATION DU CRITÈRE DE PLANIFICATION.....	19
TABLEAU A-1 : PRINCIPALES VARIABLES DÉMOGRAPHIQUES ET ÉCONOMIQUES.....	27
TABLEAU B-1 : ENCADREMENT DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE BESOINS EN ÉNERGIE .....	31
TABLEAU B-2 : ENCADREMENT DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE BESOINS EN PUISSANCE.....	31
TABLEAU C-1 : COMPARAISON AVEC L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2017 PRÉVISION DES VENTES PAR SECTEURS DE CONSOMMATION .....	35
TABLEAU C-2 : COMPARAISON AVEC L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2017 PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE <sup>1</sup> .....	35
TABLEAU C-3 : COMPARAISON AVEC LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2026 BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES .....	36
TABLEAU E-1 : UTILISATION DES CONVENTIONS D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE .....	45
TABLEAU F-1 : CAPACITÉS DE RÉFÉRENCE D'IMPORTATION AU QUÉBEC (EN MW) ÉTAT DE LA SITUATION POUR LA PÉRIODE 2016 - 2019.....	49
TABLEAU F-2 : CAPACITÉ D'IMPORTATION EFFECTIVE À LA POINTE DU RÉSEAU (MW) ÉTAT DE LA SITUATION POUR LA PÉRIODE 2016 - 2019.....	52
TABLEAU G-1 : ÉCARTS ENTRE LA PRODUCTION ET LES VENTES (RÉSEAUX AUTONOMES) – 2017	57

## 1. CONTEXTE ET FAITS SAILLANTS

### 1.1. Contexte

1 Le présent État d'avancement constitue le second suivi du *Plan d'approvisionnement*  
2 *2017-2026* (le Plan), soumis à la Régie de l'énergie (la Régie) le 1<sup>er</sup> novembre 2016 et  
3 approuvé par la décision finale rendue en décembre 2017. Ce suivi présente la situation de  
4 l'équilibre offre - demande en énergie et en puissance sur la période 2019-2026, intégrant la  
5 mise à jour de la prévision des besoins en énergie et en puissance ainsi que des moyens  
6 existants et projetés pour les combler. Les éléments ayant marqué la planification des  
7 approvisionnements et les actions entreprises par le Distributeur depuis le dépôt de l'État  
8 d'avancement 2017 y sont également présentés. À ce titre, les événements suivants sont à  
9 noter :

10 **Le 31 octobre 2017** Dépôt de l'État d'avancement 2017 du Plan  
11 d'approvisionnement 2017-2026.

12 **Le 3 novembre 2017** Rejet par la Régie de la demande d'approbation du programme  
13 de conversion du mazout pour la conversion à l'électricité des  
14 équipements fonctionnant au mazout ou au propane dans les  
15 marchés commercial, institutionnel et industriel.

16 **Le 20 décembre 2017** Décision finale de la Régie sur la demande d'approbation du  
17 Plan d'approvisionnement 2017-2026 (dossier R-3986-2016).

18 **Le 6 avril 2018** Approbation de la Régie concernant la demande d'autorisation  
19 pour le raccordement du village La Romaine au réseau intégré  
20 (dossier R-4010-2017).

21 **Le 22 mai 2018** Dépôt de la demande relative au programme GDP Affaires  
22 (dossier R-4041-2018).

23 **Le 25 mai 2018** Annonce du raccordement des Îles-de-la-Madeleine au réseau  
24 d'Hydro-Québec par câble sous-marin, dès 2025.

25 **Le 14 juin 2018** Dépôt de la demande de fixation de tarifs et conditions de  
26 service pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de  
27 blocs (dossier R-4045-2018).

28 **Le 23 août 2018** Dépôt d'une demande d'approbation des caractéristiques du  
29 service d'intégration éolienne et des critères d'analyse des  
30 soumissions en vue de l'acquisition d'un service d'intégration  
31 éolienne (dossier R-4061-2018).

32 **Le 22 octobre 2018** Approbation par la Régie du contrat d'approvisionnement en  
33 électricité d'un bloc de 6 MW dans le cadre d'un projet de  
34 production d'énergie éolienne aux Îles-de-la-Madeleine (dossier  
35 R-4046-2018).

## 1.2. Faits saillants

1 Depuis le dépôt de l'État d'avancement 2017, les efforts de développement de marchés, et  
2 particulièrement la forte demande de la clientèle pour l'utilisation d'électricité dédiée à un  
3 usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, ont amené le Distributeur à déposer  
4 une requête à la Régie pour encadrer l'attribution de la puissance pouvant être rendue  
5 disponible à ces clients, en raison des limites des moyens d'approvisionnement et de la  
6 capacité du réseau. Cette demande est en cours d'analyse auprès de la Régie (dossier  
7 R-4045-2018) et le Distributeur a intégré les volumes associés à ces charges à la  
8 planification des besoins en énergie et en puissance, selon les caractéristiques soumises  
9 pour approbation.

10 Les besoins en énergie sont ainsi en hausse de plus de 47 TWh pour la période 2019 à  
11 2026, par rapport à l'État d'avancement 2017, ce qui a pour effet de réduire les surplus en  
12 énergie de 33 TWh sur la même période. Malgré cette réduction, des surplus demeurent sur  
13 tout l'horizon de planification. Pour assurer l'équilibre offre-demande, le Distributeur  
14 continuera de miser sur la flexibilité de l'électricité patrimoniale.

15 L'impact prévu en pointe des clients pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de  
16 blocs est minime étant donné que ces charges pourront être interrompues au besoin jusqu'à  
17 300 heures annuellement. Une hausse des besoins en puissance est toutefois anticipée pour  
18 les premières années du Plan, compte tenu de la croissance attendue aux secteurs  
19 Résidentiel et agricole et Commercial et institutionnel. En fin d'horizon, les besoins sont  
20 moindres qu'anticipés dans l'État d'avancement 2017, particulièrement en raison de la  
21 pénétration du stockage d'énergie distribuée et de l'impact prévu de la tarification  
22 dynamique.

23 La contribution attendue en puissance de l'ensemble des moyens d'approvisionnement,  
24 incluant les interventions en gestion de la demande en puissance, permettent de repousser  
25 pour le moment le lancement d'un appel d'offres de long terme.

26 Pour les réseaux autonomes, le Distributeur poursuit le plan de conversion des réseaux à  
27 d'autres sources d'énergie. Les démarches en vue de la conversion des réseaux des  
28 Îles-de-la-Madeleine, de La Romaine, d'Obedjiwan et de Tasiujaq sont en cours.

## 2. PRÉVISION DE LA DEMANDE

29 À l'horizon 2026, la prévision de la demande est à la hausse par rapport à l'État  
30 d'avancement 2017, principalement en raison d'une révision à la hausse de la demande aux  
31 secteurs Résidentiel et agricole et Commercial et institutionnel. La prévision détaillée des  
32 ventes et des besoins est présentée dans les sections 2.1 à 2.3.

### 2.1. Prévision des ventes d'électricité par secteurs de consommation

33 Sur la période 2019-2026, l'écart cumulatif entre les ventes annuelles d'électricité et celles  
34 prévues dans le l'État d'avancement 2017 est de 40,7 TWh. En 2026, les ventes d'électricité

1 devraient atteindre 179,5 TWh, une hausse de 0,9 TWh par rapport à celles prévues dans  
 2 l'État d'avancement 2017. La prévision des ventes par secteurs de consommation est  
 3 présentée au tableau 1.

**TABLEAU 1 :**  
**PRÉVISION DES VENTES D'ÉLECTRICITÉ PAR SECTEURS DE CONSOMMATION**

En TWh	2016 <sup>1</sup>	2017 <sup>1</sup>	2018 <sup>2</sup>	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Croissance 2016-26	
												TWh	tx annuel moyen
Résidentiel et agricole	65,4	65,8	66,3	66,5	67,3	67,4	67,8	68,2	68,9	68,9	69,4	4,0	0,6%
Commercial et institutionnel	36,7	37,2	38,1	38,5	41,7	42,8	43,4	43,9	44,4	42,1	42,4	5,7	1,5%
Industriel PME	8,6	8,6	8,6	8,5	8,6	8,5	8,5	8,5	8,6	8,6	8,6	0,0	-0,1%
Industriel grandes entreprises	53,6	53,7	50,2	54,4	54,7	55,1	55,3	55,2	55,3	55,1	53,8	0,1	0,0%
Alumineries	22,1	21,9	18,6	23,3	23,9	24,1	24,2	24,2	24,3	24,2	23,0	0,9	0,4%
Pâtes et papiers	12,8	12,6	12,3	11,5	11,1	10,8	10,6	10,4	10,3	10,1	10,0	-2,8	-2,5%
Pétrole et chimie	4,9	5,1	4,9	4,7	4,6	4,6	4,5	4,4	4,4	4,3	4,2	-0,7	-1,6%
Mines	3,6	3,8	4,0	4,1	4,3	4,4	4,5	4,6	4,8	4,9	5,0	1,5	3,5%
Sidérurgie, fonte et affinage	7,0	6,8	6,7	7,1	7,2	7,5	7,6	7,6	7,7	7,7	7,7	0,7	0,9%
Autres	3,3	3,5	3,6	3,6	3,7	3,8	3,8	3,8	3,9	3,9	3,9	0,6	1,8%
Réseaux municipaux et éclairage public	5,1	5,1	5,1	5,1	6,9	6,9	7,0	7,0	7,0	5,3	5,3	0,3	0,5%
<b>VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC</b>	<b>169,4</b>	<b>170,3</b>	<b>168,4</b>	<b>173,2</b>	<b>179,3</b>	<b>180,8</b>	<b>182,0</b>	<b>182,8</b>	<b>184,1</b>	<b>180,0</b>	<b>179,5</b>	<b>10,1</b>	<b>0,6%</b>

<sup>1</sup> Ventes réelles normalisées pour les conditions climatiques.

<sup>2</sup> Incluant les ventes réelles de janvier à juillet 2018, normalisées pour les conditions climatiques.

4 Par rapport à l'État d'avancement 2017 :

- 5 • Les ventes prévues au secteur Résidentiel et agricole présentent un écart de  
 6 +0,5 TWh en 2026. Des ventes réelles plus élevées qu'anticipé et une économie plus  
 7 favorable expliquent la révision à la hausse de ce secteur.
- 8 • Les ventes aux secteurs Commercial et institutionnel sont à la hausse, avec un écart  
 9 total qui atteint +0,9 TWh en 2026. Cet écart est notamment attribuable aux efforts de  
 10 développement de marchés qui compensent l'impact du retrait du programme  
 11 Conversion à l'électricité du Distributeur. En effet, en plus des ventes additionnelles  
 12 anticipées par le Distributeur aux centres de données et aux serres, la prévision  
 13 intègre des ventes attribuables à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de  
 14 blocs, dont l'impact est maximal sur la période de cinq ans, soit de 2020 à 2024. Ce  
 15 nouvel usage explique également les écarts de prévision de la demande pour les  
 16 réseaux municipaux. Les quantités attribuables à cet usage prises en compte dans la  
 17 prévision de la demande en énergie sont les suivantes :
  - 18 – Clients ou projets existants du Distributeur atteignant 158 MW sur la  
 19 période 2020 et plus au secteur Commercial et institutionnel ;
  - 20 – Bloc de 300 MW issu du processus de sélection à venir, découlant d'une  
 21 décision favorable au dossier R-4045-2018, sur la période 2020 à 2024 au  
 22 secteur Commercial et institutionnel ;
  - 23 – Bloc de 210 MW de projets signés avec les réseaux de distribution  
 24 municipaux sur la période 2020 à 2024.

- 1 • Peu de changement dans les ventes prévues aux secteurs Industriel PME et  
 2 Industriel grandes entreprises (écart de -0,2 TWh pour chacun des secteurs à terme).  
 3 La prévision des ventes affiche toutefois une hausse pour les années 2021 à 2025,  
 4 en raison de perspectives plus favorables pour le secteur de l'aluminium. Ce même  
 5 secteur présente toutefois un écart à la baisse en 2018, qui s'explique par le conflit  
 6 de travail en cours à l'Aluminerie Bécancour.
- 7 Par ailleurs, le Distributeur a reconduit les impacts attendus des technologies émergentes  
 8 telles que les véhicules électriques et la production distribuée photovoltaïque.

## 2.2. Prévision des besoins en énergie

9 Les besoins en énergie présentés au tableau 2 sont composés de la consommation visée  
 10 par le Plan à laquelle sont ajoutées les pertes prévues sur les réseaux de distribution et de  
 11 transport. Le taux de pertes prévu est d'environ 7,5 %, soit un taux supérieur à celui de l'État  
 12 d'avancement 2017. Ce taux est basé sur des conditions climatiques normales et reflète les  
 13 statistiques de taux de pertes des dernières années. Sur la période 2019-2026, l'écart  
 14 cumulatif entre les besoins annuels en énergie et ceux prévus à l'État d'avancement 2017  
 15 est de +46,7 TWh. À l'horizon 2026, les besoins prévus sont de 193,0 TWh, soit 1,4 TWh de  
 16 plus que ceux prévus dans le dernier état d'avancement.

**TABLEAU 2 :**  
**PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE**

En TWh	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Croissance 2016-26	
												TWh	tx annuel moyen
<b>Valeurs normalisées pour les conditions climatiques</b>													
Prévision des ventes	169,4	170,3	168,4	173,2	179,3	180,8	182,0	182,8	184,1	180,0	179,5	10,1	0,6%
+ Usage interne	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,0	
- Consommation hors réseau intégré	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,0	
= <b>Consommation visée par le Plan</b>	169,6 <sup>1</sup>	170,4 <sup>1</sup>	168,7 <sup>1</sup>	173,4	179,4	180,9	182,1	182,9	184,3	180,1	179,6	10,0	0,6%
+ Pertes de distribution et de transport	12,6	12,7	12,2	12,8	13,4	13,5	13,6	13,6	13,7	13,4	13,4	0,8	0,7%
= <b>Besoins visés par le Plan</b>	182,2	183,1	180,9	186,2	192,8	194,4	195,7	196,5	198,0	193,5	193,0	10,9	0,6%
<b>Impact des conditions climatiques</b> (au 31 juillet 2018)	-0,1	0,5	1,3										

<sup>1</sup> Inclut, en plus des éléments présentés, 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).

## 2.3. Prévision des besoins en puissance

17 Par rapport à l'état d'avancement précédent, les besoins en puissance prévus à la pointe  
 18 sont en hausse dès l'hiver 2018-2019 (+347 MW), pour ensuite montrer une baisse en fin  
 19 d'horizon (-174 MW). En plus des changements sur les ventes prévues, la prévision des  
 20 besoins en puissance à la pointe d'hiver intègre un effacement de 95 % pour l'usage  
 21 cryptographique appliqué aux chaînes de blocs et ce, dès l'hiver 2019-2020.

22 La prévision considère également de nouvelles hypothèses relatives à l'impact en pointe  
 23 attribuable à la diffusion du stockage d'énergie distribuée et à l'entrée en vigueur d'une



1 tarification dynamique, tel que présenté au dossier R-4057-2018. L'impact de ces  
2 hypothèses sur les besoins en puissance prévus à la pointe est estimé à -160 MW pour  
3 l'hiver 2025-26, par rapport aux besoins indiqués dans le précédent état d'avancement.

**TABLEAU 3 :**  
**PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE**

En MW	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	Croissance 2015-25 MW	tx annuel moyen
<b>Valeurs normalisées pour les conditions climatiques<sup>1</sup></b>													
Chauffage Résidentiel et agricole	11 310	11 377	11 466	11 593	11 718	11 832	11 931	12 017	12 096	12 166	12 231	920	0,8%
Chauffage Commercial et institutionnel	3 690	3 716	3 750	3 779	3 804	3 825	3 842	3 857	3 871	3 882	3 891	201	0,5%
Eau chaude Résidentiel et agricole	1 883	1 890	1 906	1 926	1 947	1 964	1 977	1 993	2 012	2 027	2 038	155	0,8%
Industriel PME	1 510	1 526	1 527	1 525	1 518	1 516	1 513	1 514	1 518	1 521	1 521	11	0,1%
Industriel grandes entreprises	6 702	6 776	6 738	6 732	6 701	6 777	6 800	6 790	6 777	6 773	6 696	-6	0,0%
Autres usages	12 615	12 484	12 558	12 833	12 972	13 114	13 301	13 471	13 619	13 733	13 909	1 294	1,0%
<b>Besoins réguliers du Distributeur</b> <i>(Besoins visés par le Plan)</i>	<b>37 711</b>	<b>37 769</b>	<b>37 945</b>	<b>38 387</b>	<b>38 660</b>	<b>39 027</b>	<b>39 364</b>	<b>39 643</b>	<b>39 892</b>	<b>40 103</b>	<b>40 286</b>	<b>2 575</b>	<b>0,7%</b>
<b>Impact des conditions climatiques<sup>1</sup></b>	-591	-1 190	239										

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

## 2.4. Aléas de la demande

4 La prévision des besoins en énergie et en puissance est soumise à l'aléa découlant des  
5 conditions climatiques et à l'aléa sur la demande prévue. L'aléa global est constitué de la  
6 combinaison indépendante des deux.

7 L'aléa global sur les besoins en énergie pour les horizons de 1 à 3 ans du présent état  
8 d'avancement est similaire à celui de l'État d'avancement 2017. Les écarts types sur  
9 l'horizon de 4 à 5 ans sont révisés de -0,3 TWh en raison d'une baisse de l'aléa sur la  
10 demande prévue à conditions climatiques normales. Le tableau 4 présente l'aléa sur les  
11 besoins en énergie.

**TABLEAU 4 :**  
**ALÉA SUR LES BESOINS EN ÉNERGIE**  
**ÉCART TYPE (TWH)**

	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Aléa climatique</b>	2,2	2,2	2,3	2,3	2,3
<b>Aléa sur la demande prévue</b>	2,7	3,4	4,0	4,8	5,6
<b>Aléa global</b>	3,5	4,1	4,6	5,3	6,0

12 Par ailleurs, par rapport à l'état d'avancement précédent, l'aléa global sur les besoins en  
13 puissance à la pointe d'hiver est inférieur de 60 à 100 MW sur tout l'horizon. Cette baisse  
14 s'explique par une révision à la baisse de l'aléa de la prévision des besoins en puissance à  
15 conditions climatiques normales. En plus de tenir compte des écarts sur l'aléa de la

- 1 demande en énergie, cette révision découle d'un raffinement méthodologique permettant de  
2 mieux mesurer l'incertitude applicable à la transposition énergie-puissance spécifique à la  
3 pointe d'hiver.

**TABLEAU 5 :  
ALÉA SUR LES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER  
ÉCART TYPE (MW)**

	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22
Aléa climatique	1 530	1 570	1 600	1 620
Aléa sur la demande prévue	630	720	820	920
Aléa global	1 650	1 730	1 800	1 870

## 2.5. Suivi de la décision D-2017-140 (par. 208)

4 Dans sa décision D-2017-140 (dossier R-3986-2016), la Régie a demandé au Distributeur de  
5 présenter une preuve indiquant si le Distributeur avait déjà observé un écart de plus de  
6 4 000 MW entre les besoins réels à la pointe et les besoins prévisionnels à la pointe.

7 Pour répondre à cette demande, les prévisions des besoins en puissance du Distributeur  
8 incluses dans les six derniers plans d'approvisionnement ont été considérées, couvrant ainsi  
9 une période allant de l'hiver 2001-2002 à l'hiver 2017-2018.

10 Le Distributeur n'a observé aucun cas où l'écart entre les besoins réels à la pointe d'hiver et  
11 ceux prévus était de 4 000 MW ou plus. L'écart maximal observé est de 3 226 MW, soit  
12 l'écart entre la pointe réelle du 15 janvier 2004 et la prévision du Plan d'approvisionnement  
13 2002-2011.

14 De plus, le Distributeur tient à réitérer ses propos exprimés dans le cadre du Plan  
15 d'approvisionnement 2017-2026 (HQD-1, document 2.2, dossier R-3986-2016, p. 31) selon  
16 lesquels l'aléa climatique à lui seul peut atteindre une valeur de plus de 4 000 MW, soit  
17 l'impact pour les conditions climatiques les plus froides enregistrées au Québec (environ  
18 10 °C sous la normale à la pointe d'hiver).

## 3. APPROVISIONNEMENTS ET STRATÉGIES

### 3.1. Approvisionnements de long terme

19 Pour répondre à ses besoins en énergie et en puissance, le Distributeur compte sur un large  
20 portefeuille de contrats d'approvisionnement, ainsi que sur le volume d'électricité  
21 patrimoniale. En tout, 75 contrats sont en vigueur pour des livraisons d'énergie provenant de  
22 diverses filières de production, soit éolienne, biomasse et hydraulique. Depuis le dépôt de  
23 l'État d'avancement 2017, deux parcs éoliens et une petite centrale hydraulique ont débuté

1 leurs livraisons, pour une puissance totale de près de 400 MW. Quelques projets ont  
2 également vu leur date prévue de mise en service reportée. Ces reports sont reflétés dans la  
3 liste des contrats présentée à l'annexe D. De plus, les trois contrats de puissance conclus  
4 avec le Producteur, totalisant 500 MW, entreront en service en décembre 2018.

5 Le Distributeur dispose également de diverses ententes pour supporter la gestion de ses  
6 approvisionnements :

- 7 • L'entente globale cadre, qui encadre les dépassements à l'électricité patrimoniale,  
8 et dont le renouvellement est en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2017, pour une  
9 période de trois ans ;
- 10 • Les Conventions d'énergie différée, qui offrent au Distributeur la possibilité de  
11 procéder, en période d'hiver, à des retours d'énergie qui avait été différée de  
12 2008 à 2010<sup>1</sup> ;
- 13 • Le service d'intégration éolienne, qui garantit des retours d'énergie correspondant  
14 à 40 % de la puissance éolienne contractuelle en hiver, soit d'octobre à mars, et à  
15 30 % pour le reste de l'année ;
- 16 • L'entente de suspension des livraisons de la centrale de TCE, dont la  
17 prolongation est planifiée jusqu'à l'expiration du contrat en 2026.

18 Le contrat pour le service d'intégration éolienne, d'une durée de trois ans, viendra à  
19 échéance en septembre 2019. Le Distributeur a déposé à la Régie une demande  
20 d'approbation afin d'assurer la poursuite d'un service équivalent (R-4061-2018). Cette  
21 demande couvre les caractéristiques du produit recherché, la procédure d'appel d'offres et  
22 les critères d'analyse des soumissions.

### 3.2. Équilibre offre-demande en énergie et stratégie

23 Le tableau 6 présente la mise à jour du bilan en énergie.

**TABLEAU 6 :  
BILAN EN ÉNERGIE**

En TWh	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
<b>Besoins</b>	186,2	192,8	194,4	195,7	196,5	198,0	193,5	193,0
<b>Électricité patrimoniale</b>	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
<b>Approvisionnements postpatrimoniaux</b>	17,1	19,1	20,1	20,8	21,2	21,7	20,4	20,3
▪ Base et cyclable - HQP	3,3	3,6	3,7	3,7	3,8	3,8	3,7	3,7
▪ Énergie rappelée - HQP	-	0,2	0,5	0,6	0,8	0,8	0,5	-
▪ Appel d'offres de long terme - HQP	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
▪ Éolien	11,3	11,3	11,3	11,4	11,4	11,4	11,4	11,3
▪ Biomasse et petite hydraulique	2,4	2,8	3,2	3,2	3,2	3,1	3,1	3,1
<b>Achats d'énergie</b>	0,1	1,0	1,3	1,6	1,9	2,3	1,5	1,9
<b>Surplus</b>	(9,8)	(5,1)	(4,6)	(3,9)	(3,6)	(2,5)	(5,7)	(6,1)

<sup>1</sup> Les retours d'énergie planifiés à l'horizon de 2027 sont présentés à l'annexe E.

1 Les efforts de développement de marchés, et particulièrement l'ajout de charges prévues  
2 pour un usage cryptographique associé aux chaînes de blocs, concentrées principalement  
3 sur une période de cinq ans à compter de 2020, entraînent une réduction des surplus de  
4 33 TWh sur l'horizon 2019 à 2026, par rapport à l'État d'avancement 2017 du Plan.

5 Des surplus demeurent toutefois sur l'horizon du Plan et les volumes d'achats d'énergie  
6 requis pour équilibrer le bilan peuvent être approvisionnés sur les marchés de court terme.  
7 Par conséquent, aucun nouvel approvisionnement de long terme n'est requis.

8 Par ailleurs, le Distributeur réitère l'importance de préserver une culture de l'efficacité  
9 énergétique et poursuit ses efforts pour combler une partie de la croissance des ventes par  
10 des mesures en économie d'énergie.

11 Ainsi, la sensibilisation à une consommation éconergétique de l'électricité et l'adoption de  
12 comportements durables en matière de choix énergétiques sont au cœur des interventions  
13 du Distributeur pour le marché résidentiel.

14 Pour le marché Affaires, le Distributeur continuera à miser sur le rôle conseil et  
15 l'accompagnement des clients dans leurs projets d'efficacité énergétique. Cette approche se  
16 démarque par sa flexibilité, laquelle permet aux clients d'intégrer des produits novateurs et  
17 des nouvelles technologies à leurs projets.

### **3.3. Équilibre offre-demande en puissance et stratégie**

18 Le bilan en puissance du Distributeur est présenté au tableau 7. Ce bilan tient compte de la  
19 réserve requise pour assurer le respect du critère de fiabilité, laquelle est présentée à la  
20 section 4.

**TABLEAU 7 :**  
**BILAN EN PUISSANCE**

En MW	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026
<b>Besoins à la pointe</b>	<b>38 387</b>	<b>38 660</b>	<b>39 027</b>	<b>39 364</b>	<b>39 643</b>	<b>39 892</b>	<b>40 103</b>	<b>40 286</b>
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 650	3 831	3 863	3 989	4 022	4 049	4 074	4 094
<b>Besoins à la pointe - incluant la réserve</b>	<b>42 038</b>	<b>42 491</b>	<b>42 890</b>	<b>43 352</b>	<b>43 665</b>	<b>43 941</b>	<b>44 176</b>	<b>44 380</b>
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
<b>Approvisionnements additionnels requis</b>	<b>4 596</b>	<b>5 049</b>	<b>5 448</b>	<b>5 910</b>	<b>6 223</b>	<b>6 499</b>	<b>6 734</b>	<b>6 938</b>
<b>HQP</b>	<b>1 100</b>	<b>1 300</b>	<b>1 500</b>	<b>1 500</b>	<b>1 500</b>	<b>1 500</b>	<b>1 500</b>	<b>1 100</b>
▪ Base et cyclable	600	600	600	600	600	600	600	600
▪ Puissance rappelée	0	200	400	400	400	400	400	0
▪ Appel d'offres de long terme (A/O 2015-01)	500	500	500	500	500	500	500	500
<b>Autres contrats de long terme</b>	<b>1 827</b>	<b>1 875</b>	<b>1 966</b>	<b>1 976</b>	<b>1 976</b>	<b>1 968</b>	<b>1 968</b>	<b>1 968</b>
▪ Éolien (4 000 MW) <sup>(1)</sup>	1 467	1 477	1 477	1 486	1 486	1 486	1 486	1 486
▪ Biomasse et petite hydraulique	360	398	489	489	489	481	481	481
<b>Gestion de la demande en puissance</b>	<b>1 292</b>	<b>1 390</b>	<b>1 420</b>	<b>1 470</b>	<b>1 500</b>	<b>1 510</b>	<b>1 530</b>	<b>1 540</b>
▪ Électricité interruptible	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
▪ Interventions en gestion de la demande en puissance	292	390	420	470	500	510	530	540
<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>Puissance additionnelle requise</b>	<b>150</b>	<b>250</b>	<b>300</b>	<b>700</b>	<b>1 000</b>	<b>1 250</b>	<b>1 500</b>	<b>2 100</b>

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

- 1 Le bilan intègre des besoins en pointe plus élevés que ceux présentés dans l'État  
 2 d'avancement 2017 pour les premières années, puis plus faibles en fin d'horizon,  
 3 principalement en raison de l'impact anticipé de la tarification dynamique et de la pénétration  
 4 du stockage d'énergie distribué.
- 5 L'impact en pointe des clients du secteur cryptographique est minime, considérant  
 6 l'effacement prévu de 95% de leur charge, et ce, jusqu'à 300 heures par année, suivant la  
 7 demande du Distributeur au dossier R-4045-2018.
- 8 Outre la contribution attendue en puissance de l'ensemble des contrats d'approvisionnement  
 9 du Distributeur ainsi que de l'électricité patrimoniale, le bilan en puissance intègre le potentiel  
 10 des autres moyens de gestion de la pointe, soit l'électricité interruptible, les interventions en  
 11 gestion de la demande en puissance, les achats sur les marchés de court terme et  
 12 l'abaissement de tension. Le déploiement des rappels d'énergie différée permet de répondre  
 13 à une portion des besoins en puissance jusqu'à l'hiver 2024-2025.
- 14 Le lancement d'un appel d'offres de long terme n'est pas requis d'ici le dépôt du prochain  
 15 plan d'approvisionnement, en 2019.

### **3.3.1. Gestion de la demande en puissance**

#### **Électricité interruptible**

1 La contribution attendue est maintenue à 1 000 MW sur l'horizon de planification. Pour l'hiver  
2 2018-2019, le Distributeur confirmera les volumes retenus à la suite de l'analyse des  
3 demandes reçues et de leur impact sur le réseau de transport.

#### **Interventions en gestion de la demande en puissance**

4 Pour l'hiver 2018-2019, la contribution prévue des interventions en gestion de la demande en  
5 puissance est réduite, conformément à la décision D-2018-113<sup>2</sup> qui limite la participation au  
6 programme de GDP Affaires pour cet hiver aux participants admissibles à l'hiver dernier, soit  
7 287 MW. En incluant la contribution des bâtiments d'Hydro-Québec, 292 MW sont donc  
8 inscrits au bilan pour l'hiver 2018-2019.

9 Par la suite, la contribution attendue est établie à près de 400 MW pour l'hiver 2019-2020 et  
10 atteint 540 MW en fin d'horizon de planification, considérant les interventions prévues pour  
11 les marchés Affaires et résidentiel. Par rapport aux valeurs présentées au bilan de l'État  
12 d'avancement 2017, une légère diminution est observée, essentiellement en raison du retrait  
13 de l'adhésion prévue des clients du programme Conversion à l'électricité.

14 Pour le marché résidentiel, le Distributeur mettra l'accent sur les projets relatifs aux charges  
15 interruptibles résidentielles de chauffage et au déploiement d'outils technologiques. Comme  
16 mentionné dans son rapport d'avancement portant sur le programme Charges interruptibles  
17 – Chauffe-eau<sup>3</sup>, le Distributeur souhaite maintenir son objectif de proposer un programme qui  
18 serait appliqué uniquement aux chauffe-eau électriques pour le marché résidentiel qui  
19 répondront aux critères des autorités de santé publique du Québec en regard du risque de  
20 contamination par les légionelles. À cet égard, le Distributeur déposera à la Régie, en suivi  
21 administratif de la décision D-2018-151<sup>4</sup>, un rapport sur l'état d'avancement des travaux au  
22 plus tard le 31 mars 2019.

23 Outre les programmes de gestion de la demande en puissance, les besoins en puissance  
24 tiennent compte de l'effacement en pointe associé aux interventions en économie d'énergie,  
25 estimé à environ 3 000 MW en fin d'horizon, sur la base notamment des initiatives déployées  
26 depuis 2003, ainsi que de l'effacement lié à la biénergie résidentielle, de l'ordre de 500 MW.

#### **Projet pilote de biénergie interruptible**

27 Un sondage réalisé auprès de l'ensemble de la clientèle au tarif DT a permis de confirmer  
28 que la clientèle est satisfaite de l'option actuelle et de constater l'intérêt limité pour une  
29 éventuelle offre de biénergie télécommandée. Voir à cet effet la pièce HQD-10, document 1,  
30 aux pages 15 et 16 du dossier R-4057-2018.

---

<sup>2</sup> Dossier R-4041-2018.

<sup>3</sup> [http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/389/DocPrj/R-3986-2016-B-0092-Correspondances-Autre-2018\\_09\\_28.pdf](http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/389/DocPrj/R-3986-2016-B-0092-Correspondances-Autre-2018_09_28.pdf).

<sup>4</sup> R-3986-2016, décision rendue le 29 octobre 2018.

*Projet pilote Mesures comportementales avec chauffage d'appoint non électrique*

1 Comme mentionné au dossier R-4057-2018<sup>5</sup>, le projet pilote n'a pas été poursuivi pour une  
2 seconde année. Les informations recueillies contribuent néanmoins à améliorer les  
3 connaissances du Distributeur dans le domaine de la gestion de la demande en puissance  
4 pour le secteur résidentiel.

*Projet pilote de Charges interruptibles résidentielles – Chauffage central*

5 Un projet pilote a été réalisé à l'hiver 2017-2018 pour tester un intégrateur de charge et  
6 évaluer le fonctionnement d'un modèle de diminution de la charge de chauffage en pointe.  
7 Les résultats n'ayant pas été concluants à ce stade, le Distributeur ne déploiera pas de  
8 programme à grande échelle pour le moment.

*Projet de démonstration de Charges interruptibles résidentielles – Chauffage à plinthes*

9 Le projet de démonstration est terminé et l'analyse des résultats a démontré une réduction  
10 moyenne de 2 kW pendant les périodes de pointe lorsque tous les thermostats étaient  
11 contrôlés et une réduction moyenne de 1 kW lorsque quatre thermostats seulement étaient  
12 contrôlés. Ces données seront utiles au développement des outils technologiques qui seront  
13 présentés en 2019.

*Déploiement d'outils technologiques*

14 Les différents projets pilotes réalisés au courant des dernières années ont permis au  
15 Distributeur d'identifier des solutions technologiques en lien, notamment, avec la chauffe des  
16 résidences, c'est-à-dire là où il existe un potentiel important en gestion de la demande en  
17 puissance. En 2019, le Distributeur prévoit déployer une offre commerciale intégrée auprès  
18 de 3 500 résidences. Les mesures envisagées sont, entre autres, des thermostats et une  
19 technologie permettant la télécommande à distance.

*Projet de démonstration technologique et commerciale de biénergie au gaz avec thermopompe pour la nouvelle construction*

20 Ce projet a été soumis par ÉcoHabitation et vise à quantifier les bénéfices de l'utilisation d'un  
21 système combinant thermopompe et chauffage au gaz naturel. L'analyse des résultats est en  
22 cours.

***Autres technologies et projets de démonstration***

23 Le Distributeur reste à l'affût de la recherche et des expériences permettant de mieux saisir  
24 toutes les opportunités liées à la gestion de la pointe et de favoriser le développement de  
25 technologies innovantes dans les domaines de la domotique et de l'efficacité énergétique.

26 Le Distributeur a ainsi collaboré à la compétition du Décathlon solaire 2018 avec Team  
27 Montreal. La maison à haute performance énergétique a été présentée à Dezhou en Chine  
28 en juin 2018.

---

<sup>5</sup> Pièce HQD-10, document 1, p. 16

1 De plus, un projet pilote à Lac-Mégantic a été lancé afin de comprendre les micro-réseaux,  
2 leur impact sur le réseau du Distributeur, de même que sur le comportement des clients face  
3 à ces nouveaux modes de consommation d'énergie.

4 Le Distributeur analyse également la possibilité de faire des projets pilotes liés à la gestion  
5 de la pointe avec l'utilisation d'accumulation thermique.

### **3.3.2. Contribution des marchés de court terme en puissance**

6 Les marchés de court terme permettent au Distributeur de combler des besoins résiduels en  
7 puissance et d'équilibrer son bilan avant le début de chaque hiver, et ce, de manière à  
8 assurer le respect du critère de fiabilité en puissance du NPCC.

9 À des fins de planification, l'évaluation de la contribution des marchés de court terme prend  
10 en considération la marge de manœuvre dont dispose la zone de réglage du Québec et les  
11 approvisionnements potentiels en provenance des marchés voisins. Cette marge de  
12 manœuvre est établie en tenant compte des éléments suivants :

- 13 • la présence d'un marché de puissance ;
- 14 • la capacité effective des interconnexions pour acheminer la puissance ;
- 15 • la présence de contreparties qui disposent de capacités de puissance à  
16 commercialiser et accessibles au Distributeur.

17 Les discussions avec l'IESO n'ont pas permis pour le moment l'assouplissement escompté  
18 des règles de marché en vue de permettre l'exportation de puissance en provenance de  
19 l'Ontario. Le Distributeur maintient donc à 1 100 MW la contribution potentielle des marchés  
20 de court terme.

21 Comme demandé par la Régie<sup>6</sup>, une mise à jour de la capacité des interconnexions est  
22 présentée à l'annexe F.

### **3.3.3. Abaissement de tension**

23 Comme moyen de dernier recours, le Distributeur dispose d'une quantité de 250 MW  
24 d'abaissement de tension, laquelle est validée chaque automne à la suite d'essais réalisés  
25 par le Transporteur.

## **4. FIABILITÉ DES APPROVISIONNEMENTS**

### **4.1. Critère de fiabilité en puissance du Distributeur**

26 Pour assurer la fiabilité en puissance de l'alimentation de la clientèle du Distributeur, une  
27 réserve suffisante est requise pour faire face aux aléas de la demande et au risque  
28 d'indisponibilité des ressources. Cette réserve est établie de manière à respecter le critère

---

<sup>6</sup> Dossier R-3986-2016, décision D-2017-140, paragraphe 172.



- 1 de fiabilité en puissance du NPCC, approuvé par la Régie, lequel exige que l'espérance de  
2 délestage dans une zone d'équilibrage n'excède pas 0,1 jour par année.
- 3 La réserve requise pour assurer le respect du critère de fiabilité varie en fonction du niveau  
4 des besoins à satisfaire, des aléas de la demande ainsi que des caractéristiques des  
5 ressources déployées par le Distributeur.
- 6 Le taux de réserve requise correspond au ratio entre la réserve requise pour respecter le  
7 critère de fiabilité en puissance et les besoins à la pointe. Le tableau 8 présente l'évolution  
8 des taux de réserve depuis le dépôt du Plan.

**TABLEAU 8 :  
ÉVOLUTION DES TAUX DE RÉSERVE REQUISE POUR  
RESPECTER LE CRITÈRE DE FIABILITÉ EN PUISSANCE**

	Année			
	courante	+ 1 an	+ 2 ans	+ 3 ans
Plan d'approvisionnement 2017-2026	9,5%	9,9%	10,1%	10,4%
État d'avancement 2017	9,7%	9,9%	10,5%	10,4%
État d'avancement 2018	9,5%	9,9%	9,9%	10,1%

- 9 Le taux de réserve demeure comparable à celui des dernières années pour l'année courante  
10 et les années suivantes.

#### **4.2. Fiabilité en puissance des approvisionnements du Producteur**

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

#### **4.3. Critère de fiabilité en énergie du Distributeur**

- 14 Le critère de fiabilité en énergie du Distributeur, tel qu'approuvé par la Régie, est formulé  
15 comme suit :

- 16 Satisfaire un scénario des besoins qui se situe à un écart type au-delà du  
17 scénario moyen à cinq ans d'avis (incluant l'aléa de la demande et l'aléa  
18 climatique), sans encourir, vis-à-vis des marchés de court terme hors  
19 Québec, une dépendance supérieure à 5 TWh par année.

- 20 L'aléa global atteint 6 TWh à l'horizon de cinq ans, tel qu'il est présenté au tableau 4. Le  
21 tableau 9 présente l'impact sur les surplus de l'ajout d'un écart type au scénario de demande  
22 de référence.

**TABLEAU 9 :  
 CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE DU DISTRIBUTEUR**

En TWh	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Achats d'énergie</b>	<b>0,1</b>	<b>1,0</b>	<b>1,3</b>	<b>1,6</b>	<b>1,9</b>
<b>Surplus</b> (réf. Tableau 6)	<b>(9,8)</b>	<b>(5,1)</b>	<b>(4,6)</b>	<b>(3,9)</b>	<b>(3,6)</b>
+ Aléa d'un écart type (réf. Tableau 4)	3,5	4,1	4,6	5,3	6,0
<b>Achats + 1 écart type</b>	<b>0,1</b>	<b>1,0</b>	<b>1,3</b>	<b>3,0</b>	<b>4,4</b>
<b>Surplus + 1 écart type</b>	<b>(6,3)</b>	<b>(1,0)</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>

1 L'ajout d'un aléa d'un écart type sur la demande se traduit par une réduction des surplus  
 2 pour les premières années. Par la suite, de nouveaux besoins à approvisionner  
 3 apparaissent, lesquels demeurent toutefois sous 5 TWh à l'horizon de cinq ans. Le  
 4 Distributeur dispose donc de suffisamment de moyens pour assurer le respect du critère de  
 5 fiabilité en énergie.

#### **4.4. Critère de fiabilité en énergie du Producteur**

6 La plus grande part des approvisionnements du Distributeur provient de l'électricité  
 7 patrimoniale fournie par le Producteur. Le Distributeur doit s'assurer que son principal  
 8 fournisseur est en mesure de répondre à ses obligations tout en respectant le critère de  
 9 fiabilité en énergie applicable au volume d'électricité fourni par ce dernier.

10 Le Distributeur vérifie, trois fois par année, le respect de ce critère auprès du Producteur.  
 11 Une attestation à cet effet est déposée et rendue publique, en mai, août et novembre de  
 12 chaque année.

13 Les documents concernant le suivi de novembre 2018 seront transmis à la Régie dès qu'ils  
 14 seront disponibles.

### **5. ATTRIBUTS ENVIRONNEMENTAUX**

15 Le Distributeur poursuit ses démarches en vue de commercialiser les certificats d'énergie  
 16 renouvelable (CER) dans les marchés volontaires en vertu des ententes conclues  
 17 relativement à la production d'un parc éolien et de deux petites centrales hydrauliques. Le  
 18 Distributeur évaluera si les conditions de marché sont favorables à la conclusion de  
 19 nouvelles ententes avec ses fournisseurs.

## 6. APPROVISIONNEMENT DES RÉSEAUX AUTONOMES

### 6.1. Bilan offre-demande en puissance

- 1 Le tableau 10 présente les marges de puissance pour chacun des réseaux autonomes. Elles  
 2 correspondent à la différence entre la puissance garantie des équipements de production,  
 3 laquelle est établie à partir du critère de planification, et la prévision des besoins.

**TABLEAU 10 :**  
**BILAN DE PUISSANCE PAR RÉSEAUX**  
**APRÈS APPLICATION DU CRITÈRE DE PLANIFICATION**

en kW	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026
<b>Îles-de-la-Madeleine</b>								
Cap-aux-Meules <sup>(3)</sup>	6 680	6 370	6 110	5 890	5 710	5 590	5 520	5 480
L'Île-d'Entrée	500	500	500	500	500	500	500	500
<b>Nunavik</b>								
Akulivik	400	390	370	350	330	300	280	260
Aupaluk	40	30	10	0	(10)	(30)	(40)	(50)
Inukjuak	350	330	290	240	200	160	120	70
Ivujivik	10	0	(10)	(30)	(40)	(60)	(70)	(80)
Kangiqsualujuaq	10	(10)	(30)	(60)	(80)	(110)	(130)	(150)
Kangiqsujuaq <sup>(1)</sup>	930	910	890	870	850	820	800	780
Kangirsuk	70	60	40	30	20	10	0	(10)
Kuujuaq	370	290	180	70	(40)	(140)	(250)	(350)
Kuujuarapik <sup>(1)</sup>	1 600	1 570	1 530	1 500	1 460	1 430	1 400	1 370
Puvirnituq	330	260	180	110	40	(30)	(100)	(160)
Quaqtaq	30	10	0	(20)	(30)	(50)	(70)	(80)
Salluit <sup>(1)</sup>	1 740	1 710	1 670	1 630	1 590	1 550	1 510	1 480
Tasiujaq <sup>(1)</sup>	500	500	490	480	480	470	460	450
Umiujaq	(60)	200	180	160	140	130	110	90
<b>Basse-Côte-Nord</b>								
Lac Robertson	1 960	1 910	1 880	1 850	1 840	1 830	1 820	1 810
La Romaine <sup>(3)</sup>	460	450	420	390	360	330	300	270
Port-Menier	380	370	370	360	350	350	340	330
<b>Schefferville</b>								
Schefferville	1 480	1 310	1 120	930	740	560	400	240
<b>Haute-Mauricie</b>								
Clova	30	20	20	20	20	20	20	10
Obedjiwan <sup>(2)</sup>	380	340	290	240	190	150	100	50

1. Avec génératrices mobiles pour assurer temporairement le respect du critère de fiabilité.

2. Inclut l'option d'électricité interruptible.

3. Raccordement prévu d'ici la fin de la période couverte par le Plan

4

- 1 Le portrait des marges en puissance par réseaux est semblable à celui présenté dans l'État  
2 d'avancement 2017. Quelques éléments à signaler :
- 3 • Comme annoncé, une génératrice mobile sera raccordée à Salluit pour l'hiver  
4 2018-2019 afin d'assurer le respect du critère de fiabilité.
  - 5 • Pour Umiujaq, les équipements actuels devraient être suffisants pour répondre aux  
6 besoins pour l'hiver 2018-2019. Une génératrice mobile est disponible sur place. Elle  
7 peut être raccordée à l'intérieur d'un court délai, au besoin. Pour l'hiver 2019-2020, le  
8 Distributeur augmentera la puissance de la centrale actuelle. La puissance garantie  
9 sera augmentée de 279 kW.
  - 10 • Le Distributeur constate un devancement de deux années du déficit en puissance  
11 pour Kangiqsualujuaq, attribuable à une hausse de la prévision de la demande. Des  
12 analyses seront réalisées dans le but de déterminer la meilleure alternative à  
13 déployer.

## 6.2. Stratégie d'approvisionnement

14 Le Distributeur maintient la stratégie annoncée dans le Plan, soit d'assurer la fiabilité des  
15 approvisionnements tout en respectant les critères établis. Pour faire face aux déficits de  
16 puissance prévus sur l'horizon du Plan, les interventions en efficacité énergétique sont  
17 priorisées, suivies par les moyens de conversion et le déploiement de moyens de production  
18 permettant d'assurer la fiabilité en puissance.

### 6.2.1. Interventions en efficacité énergétique

19 Le Distributeur poursuivra sa campagne de sensibilisation pour l'hiver 2018-2019 auprès de  
20 la clientèle résidentielle, afin que cette dernière adopte les comportements éconergétiques  
21 par temps froid et plus spécifiquement durant les heures de pointe.

22 Le Distributeur poursuit également le déploiement de mesures d'économie d'énergie :

- 23 • Le programme de Remplacement de produits d'éclairage dans les bâtiments Affaires  
24 du Nunavik a débuté en 2017. Les travaux devraient être complétés à la fin de 2018  
25 dans six villages<sup>7</sup> et finalisés en 2019 pour l'ensemble des villages du Nunavik.
- 26 • Des audits supplémentaires seront réalisés cet automne dans des résidences de  
27 quatre villages<sup>8</sup> dans le but d'établir un plan d'action pour la poursuite des efforts en  
28 efficacité énergétique au Nunavik.
- 29 • Dans le cadre du programme d'Offre intégrée d'Isolation des entretoits, d'Installation  
30 de trousse de produits économiseurs d'eau et d'énergie et de Remplacement  
31 d'ampoules extérieures aux Îles-de-la-Madeleine, qui a pris fin en 2017,  
32 1 288 bâtiments ont été isolés, 3 491 trousse et 12 055 ampoules à DEL ont été  
33 installées.

<sup>7</sup> Kuujuarapik et Whapmagoostui, Kuujuaq, Salluit, Puvirnituq et Akulivik.

<sup>8</sup> Akulivik, Umiujaq, Kangiqsujuaq et Kangiqsualujuaq.

- 1 • Les travaux du programme de remplacement des thermostats bimétalliques chez les  
2 clients résidentiels et commerciaux de la communauté de La Romaine ainsi que le  
3 remplacement de produits d'éclairage pour les clients commerciaux ont débuté en  
4 2018 et se termineront en 2019.
- 5 • L'isolation des entretoits des habitations résidentielles de Schefferville, de La  
6 Romaine et de l'île d'Anticosti n'a pu être poursuivie comme prévu en 2018. Les  
7 soumissions reçues dans le cadre des appels de propositions ne permettent pas au  
8 Distributeur de déployer les mesures de façon rentable.
- 9 • Les travaux visant l'installation d'éclairage à DEL à la scierie et à l'aréna d'Obedjiwan  
10 ont été finalisés en 2017. L'analyse énergétique prévue de la scierie, dans le but  
11 d'identifier des pistes d'amélioration, est en cours et devrait être complétée en 2018.

12 Enfin, le programme d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉ) est toujours offert dans les  
13 réseaux admissibles et le Distributeur valide régulièrement sa rentabilité économique suivant  
14 l'évolution du mode de production de l'électricité dans ces réseaux.

15 À ce titre, un moratoire sur de nouvelles inscriptions aux Îles-de-la-Madeleine pour le PUEÉ  
16 a été annoncé<sup>9</sup> suite au projet de raccordement au réseau principal d'Hydro-Québec (voir  
17 section 6.2.2). Les travaux visant à ajuster les modalités du programme sont entrepris et le  
18 Distributeur communiquera respectivement les nouvelles modalités du programme jusqu'au  
19 raccordement ainsi que la stratégie de transition après raccordement dès qu'elles seront  
20 définies.

### **6.2.2. Conversion des réseaux autonomes**

21 Le Distributeur a entrepris de convertir de façon partielle ou totale la production d'électricité  
22 des réseaux autonomes vers des sources d'énergie plus propres. Initiées dans plusieurs  
23 réseaux, les démarches toucheront l'ensemble de ceux-ci d'ici 2020, comme prévu au Plan  
24 d'approvisionnement 2017-2026. Pour y parvenir, le Distributeur juge toutefois nécessaire de  
25 bonifier sa stratégie d'appels de propositions au marché. En effet, l'expérience acquise par le  
26 Distributeur montre qu'une approche partenariale ou de gré à gré peut s'avérer mieux  
27 adaptée au contexte d'affaires particulier de certaines communautés et à la complexité que  
28 pose l'intégration d'énergie renouvelable dans ses installations.

29 Par ailleurs, que les projets de conversion soient issus d'un appel de propositions, d'un  
30 raccordement au réseau principal d'Hydro-Québec, d'une entente de gré à gré ou de  
31 partenariats avec les communautés, ils devront tous respecter les quatre critères établis :

- 32 1. Fiabilité de l'approvisionnement en électricité
- 33 2. Acceptabilité sociale
- 34 3. Réduction des coûts d'approvisionnement
- 35 4. Réduction de l'empreinte environnementale

<sup>9</sup> [http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/458/DocPrj/R-4046-2018-D-0008-Comm-Comm-2018\\_10\\_11.pdf](http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/458/DocPrj/R-4046-2018-D-0008-Comm-Comm-2018_10_11.pdf)

1 Le respect de ces quatre critères pourrait amener le Distributeur à retenir un projet qui réduit  
2 ses coûts d'approvisionnement mais qui ne présente pas le meilleur coût parmi l'ensemble  
3 des solutions envisageables sur le plan technique.

### **Nunavik**

4 Le leadership inuit s'est positionné en faveur d'un développement de l'énergie renouvelable  
5 par et pour les Inuits du Nunavik, avec la création de *Les Énergies Tarquti* au mois de février  
6 2017, une co-entreprise de Makivik et de la Fédération des Coopératives du Nouveau-  
7 Québec. Comme cette nation a l'ambition de jouer un rôle de premier plan dans la transition  
8 énergétique, une approche partenariale devrait permettre de réunir les conditions de succès  
9 qui assureront la conversion des réseaux autonomes au Nunavik.

10 Le Distributeur a déjà entrepris des discussions dans le but d'établir un partenariat avec *Les*  
11 *Énergies Tarquti*. Cette approche lui permet d'adapter sa stratégie au contexte d'affaires  
12 particulier du Nunavik. Les discussions portent sur les principes directeurs, le modèle  
13 d'affaires, la structure juridique et la détermination des communautés qui feront partie de  
14 l'entente globale avec *Les Énergies Tarquti*.

### **Quaqtaq**

15 Un projet pilote de production d'énergie solaire est en opération sur le réseau de Quaqtaq. Il  
16 comporte 69 panneaux photovoltaïques d'une puissance totalisant 21 kW, mis en service à  
17 l'hiver 2018. Les panneaux sont installés au sol et sur un des murs de la centrale thermique.  
18 Bien qu'ils ne représentent que 2 % de la puissance installée de la centrale thermique, ils ont  
19 jusqu'à maintenant permis d'économiser quelques milliers de litres de carburant.

20 Un autre projet pilote incluant une batterie de 600 kWh sera mis en service d'ici la fin de  
21 l'année 2018. Il s'agira du premier système de stockage déployé dans un réseau autonome  
22 d'Hydro-Québec.

23 Ces projets pilotes permettront l'acquisition de connaissances nécessaires à la conversion  
24 des réseaux autonomes du Nunavik.

### **Tasiujaq**

25 Dans le contexte où la centrale actuelle est en fin de vie utile, il est prévu de construire une  
26 nouvelle centrale au diesel intégrant de l'énergie solaire. À lui seul, le remplacement des  
27 moteurs diesel par des moteurs plus récents permettra de réduire d'environ 15 % la  
28 consommation de carburant de la centrale ainsi que les émissions de GES.

29 Une intégration plus importante d'énergie renouvelable dans ce réseau pourrait se faire dans  
30 un deuxième temps avec la participation de *Les Énergies Tarquti*.

### **Inukjuak**

31 Des discussions sont en cours avec la Corporation foncière Pituvik d'Inukjuak et un  
32 partenaire privé au sujet d'un projet de centrale hydraulique d'une puissance installée de  
33 7,5 MW. Le projet bénéficie d'un fort appui du milieu local et pourrait permettre de convertir

1 des charges de chauffage à l'électricité. À ce titre, le cas échéant, une demande  
2 d'approbation du contrat à la Régie pourrait être jumelée à une demande d'approbation de  
3 mesures tarifaires ou commerciales.

### **Îles-de-la-Madeleine**

4 Un contrat d'approvisionnement d'énergie éolienne pour un projet de 6,4 MW a été approuvé  
5 par la Régie dans sa décision D-2018-148. Le début des livraisons est prévu en octobre  
6 2019.

7 En parallèle, le Distributeur a annoncé qu'il projette de raccorder les Îles-de-la-Madeleine au  
8 réseau intégré d'Hydro-Québec pour 2025 avec un câble sous-marin à partir de la Gaspésie.  
9 La centrale thermique actuelle serait maintenue en réserve.

10 Enfin, le Distributeur déploiera un micro-réseau intégrant des technologies innovantes pour  
11 la production, la gestion et le stockage d'énergie, en concertation avec le milieu. À cet effet,  
12 un comité composé d'Hydro-Québec, de Transition Énergétique Québec et de la municipalité  
13 des Îles-de-la-Madeleine a été mis sur pied.

### **La Romaine**

14 Le raccordement du village de La Romaine a été approuvé en avril 2018 (D-2018-42). Le  
15 projet est en cours de réalisation et permettra d'éliminer les GES liés à la production  
16 d'électricité.

### **Obedjiwan**

17 Aucune soumission n'a été déposée dans le cadre de l'appel de propositions A/P 2016-01  
18 pour un approvisionnement en énergie produite à base de biomasse forestière. Le  
19 Distributeur échange avec la communauté et son partenaire privé sur la faisabilité  
20 d'implanter un système à base de biomasse forestière pour la conversion du réseau  
21 d'Obedjiwan.

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

22 Les cinq génératrices mobiles actuellement déployées au Nunavik sont des solutions  
23 temporaires pour ces réseaux. Elles ne permettent pas d'améliorer le bilan environnemental  
24 des réseaux autonomes et n'offrent pas la même qualité de service qu'un groupe permanent.

25 Par ailleurs, un projet d'énergie renouvelable installé dans un réseau autonome, même en  
26 présence d'une batterie, ne permet pas d'assurer, à lui seul, la fiabilité en puissance tout au  
27 long de l'année.

28 Pour cette raison, ces réseaux nécessiteront des investissements pour assurer la fiabilité des  
29 approvisionnements en puissance. Pour ce faire, deux moyens sont envisagés, soit l'ajout  
30 d'une batterie aux centrales au diesel existantes et/ou l'ajout ou le remplacement de groupes  
31 au diesel permanents.

1 Pour les batteries, le Distributeur évaluera d'abord le comportement de celles qui ont été  
2 installées à Quaqaq. Il évaluera entre autres les contraintes du milieu arctique, l'impact sur  
3 l'entretien des groupes diesel ainsi que le rendement global en carburant de la centrale  
4 diesel.

5 Il est à noter que les génératrices mobiles seront déployées où l'ajout de moyens  
6 permanents ne permet pas de combler le déficit en puissance à court terme.

### **6.3. Suivi de la décision D-2017-140 (par. 230, 308 et 309)**

#### ***Rencontre avec les communautés de Whapmagoostui et de Kuujjuarapik***

7 Les 17 et 18 octobre 2017, des représentants d'Hydro-Québec Distribution ont rencontré les  
8 représentants des autorités locales de Whapmagoostui (Conseil des Cris de  
9 Whapmagoostui) et de Kuujjuarapik (Municipalité et Corporation foncière de Kuujjuarapik),  
10 rencontres au cours desquelles les parties ont abordé des enjeux relatifs à la production et à  
11 la distribution d'électricité pour les besoins des deux communautés, notamment :

- 12 1. L'alimentation des charges de l'aréna de Whapmagoostui ;
- 13 2. La prévision des besoins à long terme en fonction du plan de développement des  
14 communautés ;
- 15 3. La qualité du service électrique ;
- 16 4. Les conditions de participation du milieu local à des projets de conversion à des  
17 énergies renouvelables.

18 Suite à cette rencontre, le Distributeur a confirmé son intérêt à poursuivre les discussions et  
19 à faciliter l'élaboration de conditions (conjointes) favorables pour la participation du milieu  
20 local à des projets de conversion énergétique et à examiner la possibilité d'intégrer les  
21 charges de l'aréna de Whapmagoostui, lesquelles doivent être précisées par la  
22 communauté. Le Distributeur a aussi pris note des enjeux de qualité de l'onde et informera  
23 les autorités locales des actions à prendre lors d'une prochaine rencontre. Enfin, le  
24 Distributeur a demandé que les communautés locales lui fassent part de leur planification  
25 quinquennale de développement de sorte que le Distributeur soit en mesure d'établir avec  
26 une plus grande précision la prévision de la demande.

27 À ce jour, le Distributeur est en attente des détails techniques relatifs au régime d'exploitation  
28 des charges de l'aréna pour évaluer la possibilité de raccorder celles-ci au réseau de  
29 distribution. En outre, le Distributeur prévoit s'enquérir de l'avancement et des résultats du  
30 projet de cogénération à biomasse forestière piloté par la communauté de Whapmagoostui  
31 pour alimenter son aréna.

32 Le Distributeur attend également des autorités locales qu'elles se prononcent sur leurs  
33 conditions de participation à un projet d'énergie renouvelable.



**ANNEXE A :**  
**SOMMAIRE DE LA PRÉVISION**  
**DES VARIABLES DÉMOGRAPHIQUES ET ÉCONOMIQUES**



**TABLEAU A-1 :**  
**PRINCIPALES VARIABLES DÉMOGRAPHIQUES ET ÉCONOMIQUES**

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Population de 15 ans et plus au Québec (milliers)	6 888	6 932	6 978	7 020	7 062	7 107	7 154	7 204	7 254	7 304	7 354
Nouveaux abonnements résidentiels (milliers)	34,0	33,3	39,8	40,4	40,5	37,6	32,9	30,1	29,2	28,2	27,9
Croissance du PIB total <sup>1</sup> (%)	1,4	3,0	2,3	1,8	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4
Croissance du PIB manufacturier <sup>1</sup> (%)	-0,9	3,7	2,4	1,7	1,6	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Croissance du PIB tertiaire <sup>1</sup> (%)	1,9	2,9	2,3	1,7	1,6	1,9	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5
Croissance de l'emploi total (%)	0,9	2,2	1,2	0,7	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Croissance de la rémunération des salariés <sup>1</sup> (%)	2,0	3,5	2,7	1,1	1,3	1,0	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8

<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.



**ANNEXE B :  
FOURCHETTES D'ENCADREMENT  
DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE**



1 Le Distributeur présente, aux tableaux B-1 et B-2, les fourchettes d'encadrement de la  
 2 prévision de la demande du présent état d'avancement. Elles se fondent sur les estimations  
 3 de l'aléa sur la demande prévue à conditions climatiques normales, présentées à la  
 4 section 2.4. Les fourchettes d'encadrement couvrent une probabilité d'occurrence d'environ  
 5 80 %.

**TABLEAU B-1 :**  
**ENCADREMENT DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE**  
**BESOINS EN ÉNERGIE**

En TWh	2016 <sup>1</sup>	2017 <sup>1</sup>	2018 <sup>2</sup>	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Croissance 2016-2026	
												TWh	tx annuel moyen
Besoins en énergie (10 <sup>e</sup> centile)	182,2	183,1	179,7	182,9	187,9	188,9	189,9	190,3	191,6	186,7	184,6	2,5	0,1%
Besoins en énergie prévus	182,2	183,1	180,9	186,2	192,8	194,4	195,7	196,5	198,0	193,5	193,0	10,9	0,6%
Besoins en énergie (90 <sup>e</sup> centile)	182,2	183,1	182,0	189,8	197,0	199,7	202,8	205,2	207,0	202,6	202,2	20,0	1,0%

<sup>1</sup> Incluant les besoins réels normalisés pour les conditions climatiques.

<sup>2</sup> Incluant les besoins réels de janvier à juillet 2017 normalisés pour les conditions climatiques.

**TABLEAU B-2 :**  
**ENCADREMENT DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE**  
**BESOINS EN PUISSANCE**

En MW	2015 - 2016	2016 - 2017	2017 - 2018	2018 - 2019	2019 - 2020	2020 - 2021	2021 - 2022	2022 - 2023	2023 - 2024	2024 - 2025	2025 - 2026	Croissance 2016-2026	
	2016 <sup>1</sup>	2017 <sup>1</sup>	2018 <sup>1</sup>	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	MW	tx annuel moyen
Besoins en puissance (10 <sup>e</sup> centile)	37 711	37 769	37 945	37 572	37 725	37 947	38 159	38 293	38 385	38 465	38 574	862	0,2%
Besoins en puissance prévus	37 711	37 769	37 945	38 387	38 660	39 027	39 364	39 643	39 892	40 103	40 286	2 575	0,7%
Besoins en puissance (90 <sup>e</sup> centile)	37 711	37 769	37 945	39 208	39 593	40 094	40 558	41 146	41 543	41 870	42 124	4 413	1,1%

<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.





**ANNEXE C :  
COMPARAISONS AVEC L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2017**



**TABLEAU C-1 :**  
**COMPARAISON AVEC L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2017**  
**PRÉVISION DES VENTES PAR SECTEURS DE CONSOMMATION**

En TWh	2016 <sup>1,2</sup>	2017 <sup>2</sup>	2018 <sup>3</sup>	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Croiss. 2016-26
<b>Résidentiel et agricole</b>												
État d'avancement 2018	65,4	65,8	66,3	66,5	67,3	67,4	67,8	68,2	68,9	68,9	69,4	4,0
État d'avancement 2017	65,4	65,4	65,4	65,9	66,6	66,8	67,2	67,6	68,4	68,5	68,9	3,5
Écart	0,0	0,4	0,9	0,6	0,7	0,7	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	
<b>Commercial et institutionnel</b>												
État d'avancement 2018	36,7	37,2	38,1	38,5	41,7	42,8	43,4	43,9	44,4	42,1	42,4	5,7
État d'avancement 2017	36,7	37,0	37,3	37,7	38,3	38,8	39,6	40,2	40,8	41,2	41,5	4,8
Écart	0,0	0,1	0,8	0,8	3,4	3,9	3,8	3,6	3,5	0,9	0,9	
<b>Industriel PME</b>												
État d'avancement 2018	8,6	8,6	8,6	8,5	8,6	8,5	8,5	8,5	8,6	8,6	8,6	0,0
État d'avancement 2017	8,6	8,6	8,7	8,7	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	0,2
Écart	0,0	0,0	0,0	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	
<b>Industriel grandes entreprises</b>												
État d'avancement 2018	53,6	53,7	50,2	54,4	54,7	55,1	55,3	55,2	55,3	55,1	53,8	0,1
État d'avancement 2017	53,6	53,8	52,8	53,7	54,3	53,3	53,7	53,7	54,0	53,8	54,0	0,3
Écart	0,0	-0,1	-2,6	0,7	0,5	1,9	1,6	1,5	1,3	1,2	-0,2	
<b>Réseaux municipaux et éclairage public</b>												
État d'avancement 2018	5,1	5,1	5,1	5,1	6,9	6,9	7,0	7,0	7,0	5,3	5,3	0,3
État d'avancement 2017	5,1	5,1	5,1	5,2	5,2	5,2	5,2	5,3	5,3	5,3	5,4	0,3
Écart	0,0	0,0	0,0	0,0	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	0,0	-0,1	
<b>VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC</b>												
État d'avancement 2018	169,4	170,3	168,4	173,2	179,3	180,8	182,0	182,8	184,1	180,0	179,5	10,1
État d'avancement 2017	169,4	169,9	169,4	171,2	173,2	172,9	174,5	175,7	177,3	177,6	178,6	9,2
Écart	0,0	0,4	-1,0	2,0	6,1	7,9	7,5	7,1	6,8	2,3	0,9	

<sup>2</sup> Pour l'état d'avancement 2017 du Plan, ventes publiées normalisées pour les conditions climatiques.

<sup>2</sup> Pour l'état d'avancement 2018 du Plan, ventes publiées normalisées pour les conditions climatiques.

<sup>3</sup> Pour l'état d'avancement 2018 du Plan, les ventes publiées de janvier à juillet 2018, normalisées pour les conditions climatiques.

**TABLEAU C-2 :**  
**COMPARAISON AVEC L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2017**  
**PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE<sup>1</sup>**

En TWh	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Croiss. 2016-2026
<b>Consommation visée par le Plan</b>												
État d'avancement 2018	169,6	170,4	168,7	173,4	179,4	180,9	182,1	182,9	184,3	180,1	179,6	10,0
État d'avancement 2017	169,6	170,1	169,6	171,3	173,3	173,0	174,6	175,8	177,4	177,7	178,6	9,0
Écart	0,0	0,2	-0,9	2,0	6,1	8,0	7,5	7,1	6,9	2,4	1,0	
<b>Pertes de distribution et de transport</b>												
État d'avancement 2018	12,6	12,7	12,2	12,8	13,4	13,5	13,6	13,6	13,7	13,4	13,4	0,8
État d'avancement 2017	12,6	12,2	12,5	12,4	12,6	12,6	12,7	12,8	12,9	12,9	13,0	0,4
Écart	0,0	0,5	-0,3	0,4	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,5	0,4	
<b>Besoins visés par le Plan</b>												
État d'avancement 2018	182,2	183,1	180,9	186,2	192,8	194,4	195,7	196,5	198,0	193,5	193,0	10,9
État d'avancement 2017	182,2	182,4	182,1	183,8	185,9	185,5	187,3	188,5	190,3	190,6	191,6	9,5
Écart	0,0	0,7	-1,2	2,4	6,9	8,9	8,4	8,0	7,7	2,9	1,4	

<sup>1</sup> Valeurs normalisées pour les conditions climatiques pour les années 2016 et 2017 de l'état d'avancement 2017 et les années 2016, 2017 et 2018 de l'état d'avancement 2018.

**TABLEAU C-3 :  
 COMPARAISON AVEC LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2026**

En MW	2015- 2016 <sup>1,2</sup>	2016- 2017 <sup>1,2</sup>	2017- 2018 <sup>2</sup>	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	Croiss. 16-26
<b>Chauffage Résidentiel et agricole</b>												
État d'avancement 2018	11 310	11 377	11 466	11 593	11 718	11 832	11 931	12 017	12 096	12 166	12 231	920
État d'avancement 2017	11 310	11 377	11 481	11 593	11 707	11 816	11 915	12 004	12 084	12 157	12 222	912
Écart	0	0	-15	-1	10	16	16	14	11	10	9	
<b>Chauffage Commercial et institutionnel</b>												
État d'avancement 2018	3 690	3 716	3 750	3 779	3 804	3 825	3 842	3 857	3 871	3 882	3 891	201
État d'avancement 2017	3 690	3 716	3 844	3 884	3 927	3 974	4 020	4 065	4 111	4 155	4 200	509
Écart	0	0	-94	-105	-122	-149	-178	-208	-240	-273	-309	
<b>Eau chaude Résidentiel et agricole</b>												
État d'avancement 2018	1 883	1 890	1 906	1 926	1 947	1 964	1 977	1 993	2 012	2 027	2 038	155
État d'avancement 2017	1 883	1 890	1 903	1 922	1 943	1 961	1 975	1 992	2 011	2 026	2 038	155
Écart	0	0	3	4	4	3	2	1	1	1	0	
<b>Industriel PME</b>												
État d'avancement 2018	1 510	1 526	1 527	1 525	1 518	1 516	1 513	1 514	1 518	1 521	1 521	11
État d'avancement 2017	1 510	1 526	1 513	1 525	1 532	1 534	1 533	1 534	1 538	1 541	1 542	31
Écart	0	0	14	0	-15	-18	-20	-20	-20	-20	-20	
<b>Industriel grandes entreprises</b>												
État d'avancement 2018	6 702	6 776	6 738	6 732	6 701	6 777	6 800	6 790	6 777	6 773	6 696	-6
État d'avancement 2017	6 702	6 776	6 519	6 610	6 647	6 630	6 676	6 693	6 703	6 702	6 722	20
Écart	0	0	219	122	54	147	123	97	74	72	-26	
<b>Autres</b>												
État d'avancement 2018	12 615	12 484	12 558	12 833	12 972	13 114	13 301	13 471	13 619	13 733	13 909	1 294
État d'avancement 2017	12 615	12 484	12 593	12 507	12 652	12 824	13 039	13 237	13 394	13 565	13 736	1 121
Écart	0	0	-35	326	321	289	262	234	224	168	173	
<b>BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR</b>												
État d'avancement 2018	37 711	37 769	37 945	38 387	38 660	39 027	39 364	39 643	39 892	40 103	40 286	2 575
État d'avancement 2017	37 711	37 769	37 853	38 041	38 408	38 739	39 159	39 525	39 842	40 146	40 460	2 748
Écart	0	0	92	347	253	288	205	118	51	-43	-174	

<sup>1</sup> Pour l'état d'avancement 2017, pointes normalisées 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.

<sup>2</sup> Pour l'état d'avancement 2018, pointes normalisées 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.

**ANNEXE D :**  
**Liste des Contrats d'Approvisionnement de Long Terme**  
**du Distributeur**



Nom du fournisseur ou du mandataire (nom du projet)	Municipalité ou MRC	Puissance contractuelle (MW)	Date réelle ou (prévue) de début des livraisons
<b>Parcs éoliens</b>			
Cartier Énergie Éolienne Inc. (Baie-des-Sables)	Baie-des-Sables / Métis-sur-Mer	109,5	22 novembre 2006
Cartier Énergie Éolienne Inc. (l'Anse-à-Valleau)	Gaspé	100,5	10 novembre 2007
Cartier Énergie Éolienne Inc. (Carleton)	Carleton-St-Omer	109,5	22 novembre 2008
Éoliennes Saint-Ulric Saint-Léandre S.E.C. (St-Ulric St-Léandre)	St-Ulric / St-Léandre	133,3	20 novembre 2009
Éoliennes Mont-Louis S.E.C. (Mont-Louis)	Mont-Louis	100,5	17 septembre 2011
Cartier Énergie Éolienne Inc. (Montagne sèche)	MRC La Côte-de-Gaspé	58,5	25 novembre 2011
Cartier Énergie Éolienne Inc. (Gros-Morne)	Mont-Louis MRC de la Haute-Gaspésie	100,5 111,0	29 novembre 2011 6 novembre 2012
Énergie éolienne le Plateau S.E.C. (Le Plateau)	MRC d'Avignon	138,6	28 mars 2012
Développement EDF EN Canada Inc. (St-Robert-Bellarmin)	St-Robert-Bellarmin	80,0	11 octobre 2012
Kruger Énergie Montérégie S.E.C. (Montérégie)	St-Rémi	101,2	12 décembre 2012
Développement EDF EN Canada Inc. (Massif du Sud)	MRC Les-Étchemins MRC Bellechasse	150,0	18 janvier 2013
Développement EDF EN Canada Inc. (Lac-Alfred)	St-Irène/St-Cléophas/ St-Zénon/La Rédemption/ MRC de la Mitis	150,0 150,0	19 janvier 2013 31 août 2013
Vent New Richmond S.E.C. (New Richmond)	MRC Bonaventure	67,8	13 mars 2013
Éoliennes de l'Érables S.E.C. (De L'Érable)	MRC de L'Érable	100,0	16 novembre 2013
Parc éolien communautaire Viger-Denonville S.E.C. (Viger-Denonville)	St-Paul-de-la-Croix et St- Épiphanie MRC Rivière-du-Loup	24,6	19 novembre 2013
Parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré 2 et 3, S.E.N.C. et Beaupré Éole S.E.N.C. (Seigneurie de Beaupré 2)	MRC de la Côte-de- Beaupré	131,2	28 novembre 2013
Énergie éolienne Des Moulins S.E.C. (Des Moulins)	MRC de l'Amiante MRC d'Avignon	156,85	7 décembre 2013

Nom du fournisseur ou du mandataire (nom du projet)	Municipalité ou MRC	Puissance contractuelle (MW)	Date réelle ou (prévue) de début des livraisons
<b>Parcs éoliens</b>			
Parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré 2 et 3, S.E.N.C. et Beaupré Éole S.E.N.C. (Seigneurie de Beaupré 3)	MRC de la Côte-de- Beaupré	140,6	10 décembre 2013
Développement EDF EN Canada Inc. (La Mitis)	TNO de Lac-à-la-Croix MRC La Mitis	24,6	17 octobre 2014
Parc éolien de la Seigneurie de Beaupré 4, S.E.N.C. et Beaupré Éole S.E.N.C. (Seigneurie de Beaupré 4)	MRC de la Côte-de- Beaupré	67,9	1er décembre 2014
Énergie éolienne communautaire Le Plateau S.E.C. (Le Plateau 2)	TNO du Ruisseau-Ferguson MRC Avignon	21,15	12 décembre 2014
Corporation Fleur de lis Éoliennes Saint-Damase Commandité (St-Damase)	St-Damase MRC La Matapédia	23,5	2 décembre 2014
Énergie éolienne Vents du Kempt S.E.C. (Vents du Kempt)	MRC La Matapédia	101,05	3 décembre 2014
Éoliennes Témiscouata S.E.C. (Témiscouata)	Saint-Honoré-de-Témiscouata MRC Témiscouata	23,5	1er décembre 2014
Parc éolien Saint-Philémon S.E.C. (Saint-Philémon)	Saint-Philémon MRC Bellechasse	24,0	16 janvier 2015
Développement EDF EN Canada Inc. (Le Granit)	Saint-Robert-Bellarmin MRC Le Granit	24,6	14 novembre 2014
Développement EDF EN Canada Inc. (Rivière du Moulin)	MRC Fjord-du-Saguenay MRC Charlevoix	150,0 200,0	27 novembre 2014 14 novembre 2015
Éoliennes Témiscouata II S.E.C. (Parc Témiscouata II (anc. St-Valentin))	Saint-Honoré-de-Témiscouata et de Saint-Elzéar-de-Témiscouata MRC de Témiscouata	51,7	11 novembre 2015
Développement EDF EN Canada Inc. (Mont-Rothery)	MRC Charlevoix-Est	74,0	1er décembre 2015
Énergie renouvelable des cultures S.E.C. (des Cultures, anc. St-Cyprien)	Saint-Rémi et Saint-Michel, MRC Jardins de Napierville	23,5	(1er décembre 2021)
Éoliennes Côte-de-Beaupré S.E.C. (Côte-de-Beaupré)	TNO de Lac-Jacques-Cartier MRC La Côte-de-Beaupré	23,5	19 novembre 2015
Éoliennes Belle-Rivière Inc. (Val-Éo)	Saint-Gédéon-de-Grandmont MRC Lac-St-Jean-Est	24,0	(30 octobre 2019)
Éoliennes Frampton S.E.C. (Frampton)	Frampton MRC Nouvelle Beauce	24,0	15 décembre 2015
Parc éolien Pierre-De Saurel S.E.C. (Pierre-de-Saurel)	Yamaska, St-Robert et St-Aimé MRC Pierre-de-Saurel	24,6	28 décembre 2016
Parc éolien Projet Mesgi'g Uguj's'n (MU) S.E.C. (Mesgi'g Uguj's'n)	TNO de Rivière Nouvelle MRC d'Avignon	149,25	30 décembre 2016
Énergie Éolienne Roncevaux S.E.C. (Roncevaux)	MRC d'Avignon	74,8	31 décembre 2016
Parc éolien Nicolas-Riou S.E.C. (Nicolas-Riou)	MRC des Basques MRC Rimouski-Neigette	224,25	6 janvier 2018
Parc éolien Mont Sainte-Marguerite S.E.C. (Mont Sainte-Marguerite)	MRC de Lotbinière MRC Robert-Cliche MRC des Appalaches	147,2	3 mars 2018



Nom du fournisseur ou du mandataire (nom du projet)	Municipalité ou MRC	Puissance contractuelle (MW)	Date réelle ou (prévue) de début des livraisons
<b>Centrales de cogénération</b>			
TransCanada Energy Ltd. (Bécancour)	Bécancour	507 + 40 en pointe	Suspendu
Kruger Énergie Bromptonville S.E.C. (Bromptonville)	Sherbrooke	16 à 19, selon le mois	1er juillet 2007
Énergie Rayonier A.M. Canada (Tembec Témiscamingue)	Témiscaming	8,1	15 décembre 2008
FibreK S.E.N.C. (Renouvellement SF 2012)	St-Félicien	33,23	5 mai 2012
Terreau Biogaz S.E.C. (Haute-Yamaska – Roland Thibault)	Sainte-Cécile-de-Milton	1 1 1	29 juin 2012 20 juin 2013 (1er décembre 2028)
EBI Énergie Inc (Saint-Thomas)	Saint-Thomas	9,352	4 juillet 2012
Waste Management Québec Inc. (Saint-Nicéphore)	Saint-Nicéphore	7,6	2 octobre 2012
FibreK S.E.N.C. (Québec-Énergie 2012)	St-Félicien	9,5	16 novembre 2012
PF Résolu Canada Inc. (Dolbeau-Mistassini)	Maria Chapdelaine	26,5	22 décembre 2012
PF Résolu Canada Inc. (Gatineau)	Gatineau	15,0	15 juin 2013
Fortress Bioenergy Ltd (Thurso)	Thurso	18,8	2 octobre 2013
Domtar Inc. (Windsor)	Windsor MRC Val Saint-François	30,0	10 novembre 2013
Tembec Énergie S.E.C. (Témiscaming #2)	Témiscaming	50,0	29 janvier 2015
Kruger Énergie Bromptonville S.E.C. (Bromptonville #2)	Val Saint-François	3,75	3 novembre 2014
Fortress Bioenergy Ltd (Thurso 2014)	Thurso	5,2	1er avril 2015
8953546 CANADA INC. (Cogénération Valleyfield)	Salaberry-de-Valleyfield (Québec)	9,75	(1er février 2020)
Biomont Énergie S.E.C. (Cogénération Biomont)	Montréal	4,8	13 septembre 2017
Énergie LSQ S.E.C. (NEXOLIA) (Énergie Quévillon 2014)	Lebel-sur-Quévillon	45,0	(28 MW le 1er juillet 2019) (17 MW le 1er avril 2020)
NLSQ S.E.C. (Boisaco)	Sacré-Cœur MRC de la Haute Côte-Nord	9,9	(1er avril 2020)
Finaxo Canada Inc. (Cogénération Bedford)	Bedford MRC Brome-Missisquoi	9,5	(1er janvier 2021)
Domtar Inc. (Windsor TG2)	Windsor MRC Val Saint-François	17,0	28 septembre 2017
Les Chantiers de Chibougamau Ltée (Assinica)	Nord-du-Québec	4,5	(1er avril 2020)
Les Chantiers de Chibougamau Ltée (Val D'Or)	MRC La Vallée de l'Or	9,9	(1er avril 2020)

Nom du fournisseur ou du mandataire (nom du projet)	Municipalité ou MRC	Puissance contractuelle (MW)	Date réelle ou (prévue) de début des livraisons
<b>Centrales hydrauliques</b>			
Hydro-Québec Production (Livraisons en base)	Nord-du-Québec	350,0	1er mars 2007
Hydro-Québec Production (Livraisons cyclables)	Nord-du-Québec	250,0	1er mars 2007
Hydro-Québec Production (HQP-1)	S/O	100,0	(1er décembre 2018)
Hydro-Québec Production (HQP-2)	S/O	200,0	(1er décembre 2018)
Hydro-Québec Production (HQP-3)	S/O	200,0	(1er décembre 2018)
Société d'énergie de la Rivière Franquelin Inc. (Chutes à Thompson)	Franquelin	9,9	22 décembre 2010
Ville de Saguenay (Chute-Garneau)	Saguenay	5,3	9 mars 2011
Ville de Saguenay (Pont-Arnaud)	Saguenay	8,0	26 mars 2011
Société d'Énergie Rivière Sheldrake Inc. (Courbe du Sault)	Rivière-au-Tonnerre MRC de Minganie	25,0	11 janvier 2013
Énergie hydroélectrique ouïatchouan S.E.C. (Val-Jalbert)	Chambord MRC Domaine-du-Roy	16,0	6 février 2015
Énergie hydroélectrique Pessamit, S.E.C. (Chutes du Six milles)	Forestville MRC La Haute-Côte-Nord	13,2	(1er janvier 2021)
Énergie hydroélectrique Pessamit, S.E.C. (Chute du Quatre milles)	Forestville MRC La Haute-Côte-Nord	5,5	(1er janvier 2021)
Société Hydro-Canyon Saint-Joachim inc. (Hydro Canyon St-Joachim)	St-Joachim MRC La Côte-de-Beaupré	23,2	1er février 2017
Énergie hydroélectrique Mistassini S.E.C. (11e Chute - Riv Mistassini)	Mistassini	16,0	2 décembre 2017

**ANNEXE E :**  
**SUIVI DE L'UTILISATION DES CONVENTIONS D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE**



**TABLEAU E-1 :**  
**UTILISATION DES CONVENTIONS D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE**

	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	200	400	400	400	400	400	0	0	
	Février	0	0	0	700	400	400	150	300	0	0	0	0	50	250	400	400	400	252	0	0	
	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	100	250	350	0	0	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	0,2	0,5	0,6	0,8	0,8	0,5	0,0	0,0		
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		
	<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	0,2	0,5	0,6	0,8	0,8	0,5	0,0	0,0		
	<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	-3,2	-2,7	-2,1	-1,3	-0,5	0,0	0,0		



**ANNEXE F :  
CAPACITÉ DES INTERCONNEXIONS**





1 Le Distributeur maintient la même capacité de référence des interconnexions que celle  
2 présentée au Plan d'approvisionnement 2017-2026.

### 1. CAPACITÉ DE RÉFÉRENCE DES INTERCONNEXIONS

3 Depuis le dépôt du Plan d'approvisionnement 2017-2026, aucune modification majeure de la  
4 capacité de référence des interconnexions n'est survenue. Ainsi, la capacité de transfert des  
5 interconnexions, en mode importation, établie par le Transporteur figure au tableau F-1<sup>10</sup>.

6 D'ici 2020, aucun ajout ou changement significatif affectant les capacités d'importation n'est  
7 prévu.

**TABLEAU F-1 :  
CAPACITÉS DE RÉFÉRENCE D'IMPORTATION AU QUÉBEC (EN MW)  
ÉTAT DE LA SITUATION POUR LA PÉRIODE 2016 - 2019**

Marché – Nom de l'interconnexion	Capacité de transfert
Énergie La Lièvre – (MATI)	255
Énergie La Lièvre – (MAFA)	99
Labrador – (LAB)	5 150
Nouveau-Brunswick – (NB)	785
Nouvelle-Angleterre – Highgate (HIGH)	170
Nouvelle-Angleterre – Radisson-Sandy-Pond (NE)	2 000
New York (CRT) - Dennison (DEN)	100
New York – Châteauguay (MASS)	1 000
Ontario – Beauharnois (LAW)	470
Ontario – Chat Falls (Q4C)	140
Ontario – Kipawa (OTTO)	110
Ontario – Outaouais (ON)	1 250

### 2. CAPACITÉ POTENTIELLE DES INTERCONNEXIONS EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE

8 Les capacités sur lesquelles le Distributeur peut compter pour satisfaire les besoins  
9 québécois sont limitées par :

- 10 • les différents facteurs de nature technique, reliés à la configuration du réseau du  
11 Transporteur et des réseaux voisins d'où proviendraient les approvisionnements ;
- 12 • la disponibilité des équipements de production dans les zones où se situent les points  
13 d'injection sur les interconnexions utilisées pour importer de l'électricité au Québec ;

<sup>10</sup> Ces évaluations proviennent du site OASIS du Transporteur.

- 1 • les règles des différents marchés concernant la fermeté et la priorisation des
- 2 transactions ;
- 3 • les réservations fermes de transport par des tiers, notamment pour les services de
- 4 passage interréseaux (« *wheel-through* ») et qui sont gérées par le système OASIS
- 5 du Transporteur.

6 Au-delà de la disponibilité des capacités de transport, des quantités d'énergie ou de

7 puissance doivent être rendues disponibles par des tiers ou des marchés au Distributeur. Par

8 exemple, pour inscrire des quantités d'achats de court terme au bilan en puissance, le

9 Distributeur doit être en mesure de contracter des transactions de type UCAP avec des tiers,

10 qui dédient alors des équipements pour couvrir ses besoins.

11 Les différentes contraintes à considérer dans l'évaluation de la disponibilité d'importation de

12 chacune des interconnexions sont présentées ci-dessous.

### **Réseau d'Énergie La Lièvre**

13 La capacité totale de production installée sur le réseau d'Énergie La Lièvre est de 263 MW et

14 est sous le contrôle d'un seul producteur (Énergie Brookfield). La capacité maximale d'achat

15 d'énergie en provenance de ce producteur est de 263 MW et deux interconnexions peuvent

16 être utilisées pour l'acheminer, soit MATI-HQT ou MAFA-HQT.

### **Labrador**

17 La capacité de transfert de ce chemin est de 5 150 MW et est principalement dédiée à

18 l'alimentation de la charge locale du Québec à partir du contrat de long terme avec CF(L)Co.

19 Ce chemin est utilisé par le Producteur pour satisfaire ses obligations à l'égard de l'électricité

20 patrimoniale.

21 Une capacité excédentaire de 265 MW provenant de la centrale des Churchill Falls est

22 rendue disponible à Nalcor Energy pour des fins de consommation ou de mise en marché.

23 Le Distributeur ne dispose d'aucune convention de transaction avec Nalcor Energy,

24 nécessaire pour conclure des transactions avec une contrepartie. Il ne peut donc pas

25 compter sur cette capacité excédentaire.

### **Nouveau-Brunswick**

26 La capacité pour le Distributeur d'importer de l'énergie en provenance du Nouveau-

27 Brunswick est tributaire de la présence d'énergie excédentaire au bilan offre-demande de

28 NB Power, même si l'interconnexion a un potentiel maximal d'import de 785 MW. Comme le

29 profil des besoins de ce réseau est similaire à celui du Québec, les surplus sont souvent

30 faibles lors des périodes de charge importante au Québec.

31 De plus, la capacité d'importer de l'énergie est parfois réduite en raison du transit de la

32 production éolienne sur le réseau interne. La situation est analysée en continu par le

33 Transporteur pour déterminer le niveau d'import possible pour chaque heure.

1 La contribution maximale en puissance en provenance de l'interconnexion NB-HQT est donc  
2 variable et confirmée par le Transporteur au moment de l'analyse de la préparation pour la  
3 pointe, à l'automne qui la précède.

### ***Nouvelle-Angleterre***

4 La capacité d'importation en énergie de l'interconnexion NE-HQT est établie à 2 000 MW.  
5 Par contre, l'interconnexion ne peut être utilisée en mode import lorsque le poste de la  
6 Nicolet est requis pour l'acheminement de la production de la centrale LG2-A au bénéfice de  
7 la charge locale. Il s'agit de la configuration la plus fréquente durant les heures de forte  
8 consommation au Québec. Dans ce cas, la seule possibilité pour importer de l'énergie au  
9 moyen de cette interconnexion consiste à compenser des exportations vers le réseau voisin.  
10 Des droits de passage fermes sur la portion américaine de la ligne doivent alors être acquis.  
11 Le nombre de détenteurs de ces droits de passage est limité et ces derniers sont négociés  
12 de gré à gré. Par conséquent, la possibilité d'importer en tout temps n'est pas assurée sur le  
13 chemin NE-HQT.

14 Pour l'interconnexion HIGH-HQT, la capacité maximale en import d'énergie est de 170 MW.  
15 Cependant, en raison de contraintes de sous-réseau du côté de la Nouvelle-Angleterre, les  
16 livraisons au Québec de l'énergie associée à la puissance sont soumises à des risques  
17 importants, surtout en période de pointe.

18 La contribution maximale en puissance en provenance de la Nouvelle-Angleterre est donc  
19 presque nulle.

### ***New York***

20 La capacité d'import en énergie est de 1 000 MW à partir du poste de Massena (chemin  
21 MASS-HQT) et de 100 MW du poste Dennison (chemin DEN-HQT). La contribution  
22 maximale en puissance est donc de 1 100 MW. Le Distributeur possède le transport ferme  
23 en import pour la totalité des deux interconnexions.

### ***Ontario***

#### ***Chemin ON-HQT et OTTO-HQT***

25 La capacité d'import en énergie est de 1 250 MW en provenance des convertisseurs au  
26 poste de l'Outaouais (chemin ON-HQT), et de 110 MW, en hiver seulement, du poste  
27 Otto-Holden (chemin OTTO-HQT). Les imports en énergie acheminés par ces  
28 interconnexions proviennent de la Bourse énergétique sur le marché en temps réel de l'IESO  
29 et de contreparties. Cette énergie peut en tout temps être rapatriée par l'IESO afin de  
30 prioriser l'alimentation de la charge interne de l'Ontario.

31 La contribution maximale en puissance provenant de l'IESO est de 0 MW, car les règles  
32 actuelles de l'IESO ne permettent pas l'exportation de produits de puissance conformes aux  
33 exigences de fiabilité.

1 Par ailleurs, les 500 MW de puissance découlant de l'entente entre Hydro-Québec et l'IESO,  
2 annoncée en octobre 2016, ne sont pas mis à la disposition du Distributeur. L'entente  
3 pourrait limiter la capacité des interconnexions pour les importations en provenance de  
4 l'Ontario.

5 Chemin LAW-HQT et Q4C-HQT

6 La capacité maximale d'importation en énergie provenant de la centrale Saunders d'OPG,  
7 sur l'interconnexion LAW-HQT, est de 470 MW. Par contre, des particularités d'exploitation  
8 de l'interconnexion de natures technique et commerciale font qu'à certains moments, les  
9 achats du Distributeur peuvent être limités à 250 MW. De plus, la capacité d'importation en  
10 énergie disponible au Distributeur provenant des groupes de la centrale de la Chute-des-  
11 Chats appartenant à OPG (chemin Q4C) est d'environ 50 MW. Des particularités  
12 d'exploitation de ces groupes font toutefois en sorte qu'ils ne sont pas toujours disponibles  
13 au Distributeur.

14 La contribution maximale en puissance provenant d'OPG est de 0 MW, sauf si OPG  
15 démontrait au Distributeur qu'elle se conforme aux exigences en fiabilité associées à  
16 l'exportation de produits de puissance.

17 Les éléments mentionnés précédemment au sujet des différentes interconnexions  
18 permettent d'établir les capacités d'importation sur lesquelles le Distributeur peut compter  
19 pour combler ses besoins. Celles-ci sont présentées au tableau F-2.

**TABLEAU F-2 :**  
**CAPACITÉ D'IMPORTATION EFFECTIVE À LA POINTE DU RÉSEAU (MW)**  
**ÉTAT DE LA SITUATION POUR LA PÉRIODE 2016 - 2019**

Marché – Nom de l'interconnexion	Capacité considérée à la pointe des besoins du Distributeur
Énergie La Lièvre – (MATI + MAFA)	263
Énergie La Lièvre – (MAHO)	0
Labrador – (LAB)	265
Nouveau-Brunswick – (NB)	785*
Nouvelle-Angleterre – Highgate (HIGH)	0
Nouvelle-Angleterre – Radisson-Sandy-Pond (NE)	0
New York (CRT) - Dennison (DEN)	100
New York – Châteauguay (MASS)	1 000
Ontario – Beauharnois (LAW)	280**
Ontario – Chat Falls (Q4C)	0
Ontario – Kipawa (OTTO)	0
Ontario – Outaouais (ON)	1 250**

\* Évaluation valide à court terme (voir les commentaires formulés dans la présente section).

\*\* Sous réserve des règles de priorité de l'IESO.

### 3. NOUVEAUX PROJETS D'INTERCONNEXION PRÉVUS À PARTIR DE 2020

#### ***New York***

1 Le projet Champlain Hudson Power Express (CHPE)<sup>11</sup> est conçu pour permettre l'exportation  
2 de 1 000 MW du Québec à la ville de New York. La mise en service de l'interconnexion était  
3 initialement prévue pour l'automne 2017. Toutefois, le délai de construction est évalué à trois  
4 ans et demi<sup>12</sup> et le projet n'est toujours pas officiellement lancé. La date de mise en service a  
5 été repoussée à 2022.

#### ***New England Clean Power Link***

6 Ce projet d'interconnexion ajouterait une ligne entre la frontière canadienne et l'État du  
7 Vermont<sup>13</sup>. Il s'agit d'une ligne à courant continu d'une capacité de 1 000 MW qui passerait  
8 en grande partie sous le lac Champlain. Le point d'origine à la frontière canadienne n'est pas  
9 encore identifié, selon les documents rendus publics par le promoteur du projet. La mise en  
10 service est officiellement prévue pour 2020, mais pourrait être repoussée d'au moins un an.

#### ***Northern Pass***

11 Ce projet de 1 090 MW relierait le Québec au sud de l'État du New Hampshire<sup>14</sup>.

12 Le projet a été rejeté par le SEC (Site Evaluation Committee) du New Hampshire en février  
13 2018, mais la demande d'appel sera entendue par la Cour Suprême de cet État dans les  
14 prochains mois.

15 La conception actuelle du projet prévoit une ligne privée à courant continu unidirectionnelle  
16 et n'inclut pas une utilisation à des fins d'importation d'électricité vers le Québec. Si ce projet  
17 obtenait toutes les autorisations requises pour aller de l'avant, une demande pourrait être  
18 adressée afin d'analyser les impacts d'une telle utilisation sur les réseaux de la Nouvelle-  
19 Angleterre et du Québec. Les délais qu'implique cette demande seraient toutefois beaucoup  
20 plus courts que ceux reliés à la construction de la nouvelle ligne.

#### ***Maine – New England Clean Energy Connect (NECEC)***

21 Ce projet d'interconnexion, qui a une capacité d'exportation de 1 200 MW, relierait le Québec  
22 au sud de l'État du Maine<sup>15</sup>.

23 Le design actuel du projet prévoit une ligne privée à courant continu unidirectionnelle et  
24 n'inclut pas une utilisation à des fins d'importation d'électricité vers le Québec. Si ce projet  
25 obtenait toutes les autorisations requises pour aller de l'avant, une demande pourrait être  
26 adressée afin d'analyser les impacts d'une telle utilisation sur les réseaux de la Nouvelle-  
27 Angleterre et du Québec.

---

<sup>11</sup> Voir le site Web du promoteur du projet : <http://www.chpexpress.com/about.php>

<sup>12</sup> Idem.

<sup>13</sup> Voir le site Web du promoteur du projet : <http://www.necplink.com/about.php>

<sup>14</sup> Voir le site Web du promoteur du projet : <http://northernpass.us>

<sup>15</sup> Voir le site Web du promoteur du projet : [www.necleanenergyconnect.org](http://www.necleanenergyconnect.org)

- 1 La mise en service est officiellement prévue pour 2022.

#### **4. CONTRIBUTION DES MARCHÉS DE COURT TERME AU BILAN EN PUISSANCE**

- 2 Le Distributeur demeure prudent quant à l'évaluation de la contribution potentielle des  
3 marchés de court terme qu'il peut inscrire à son bilan en puissance, afin de respecter le  
4 critère de fiabilité en puissance du NPCC.
- 5 Étant donné l'ensemble des éléments présentés dans la présente annexe, le Distributeur  
6 suppose, à des fins de planification, que les marchés de court terme pourraient contribuer au  
7 bilan en puissance pour un maximum de 1 100 MW, provenant du marché de New York et  
8 de la zone de réglage du Québec.

**ANNEXE G :**  
**ÉCARTS ENTRE LA PRODUCTION ET LES VENTES**  
**(RÉSEAUX AUTONOMES)**





**TABLEAU G-1 :**  
**ÉCARTS ENTRE LA PRODUCTION ET LES VENTES (RÉSEAUX AUTONOMES) – 2017**

	Production (en GWh)	Services auxiliaires, pertes et usage interne (en GWh)	Ventes (en GWh)	Écarts entre la production et les ventes (en %)	Services auxiliaires (en GWh)	Usage interne (en GWh)	Pertes (en GWh)
<b>Îles-de-la-Madeleine</b>							
Cap-aux-Meules	193,2	21,1	172,1	12,2%	12,7	0,3	8,1
Île d'Entrée	0,9	0,2	0,7	25,5%	0,1	0,0	0,0
Sous-total	194,1	21,3	172,9	12,3%	12,8	0,3	8,1
<b>Nunavik</b>							
Akulivik	3,3	0,1	3,2	4,4%	0,2	0,0	-0,1
Aupaluk	2,0	0,1	1,9	6,1%	0,1	0,0	0,0
Inukjuak	10,3	0,5	9,8	4,9%	0,3	0,0	0,2
Ivujivik	2,6	0,1	2,5	4,1%	0,1	0,0	-0,1
Kangihsualujuaq	5,1	0,4	4,6	9,6%	0,2	0,0	0,3
Kangihsujuaq	4,9	0,3	4,6	6,7%	0,2	0,0	0,1
Kangirsuk	3,7	0,3	3,4	10,1%	0,1	0,0	0,2
Kuujuaq	20,2	0,7	19,5	3,5%	0,5	0,0	0,2
Kuujuarapik	12,1	0,7	11,4	6,2%	0,4	0,1	0,3
Puvirnituq	11,8	0,5	11,3	4,2%	0,3	0,0	0,2
Quaqtaq	2,8	0,2	2,6	5,9%	0,1	0,0	0,0
Salluit	8,5	0,8	7,6	10,6%	0,3	0,0	0,5
Tasiujaq	2,7	0,3	2,4	14,7%	0,1	0,0	0,2
Umiujaq	3,2	0,3	2,9	9,4%	0,2	0,0	0,1
Sous-total	93,1	5,4	87,8	6,1%	3,1	0,2	2,0
<b>Basse-Côte-Nord</b>							
Lac-Robertson	68,8	7,0	61,8	11,4%	1,2	0,4	5,5
La Romaine	14,0	0,6	13,4	4,2%	0,3	0,0	0,2
Anticosti	4,5	0,4	4,1	9,7%	0,2	0,0	0,2
Sous-total	87,3	8,0	79,3	10,1%	1,7	0,4	5,8
<b>Schefferville</b>	47,2	4,2	42,9	9,8%	1,6	0,0	2,6
<b>Haute-Mauricie</b>							
Clova	0,8	0,1	0,70	16,4%	0,0	0,0	0,1
Opitciwan	13,3	0,5	12,9	3,5%	0,3	0,0	0,1
Sous-total	14,1	0,6	13,6	4,2%	0,3	0,0	0,2
<b>Réseaux autonomes</b>	<b>435,9</b>	<b>39,4</b>	<b>396,4</b>	<b>9,9%</b>	<b>19,6</b>	<b>1,0</b>	<b>18,9</b>