

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

TABLE DES MATIÈRES

1. CONTEXTE ET FAITS SAILLANTS	5
1.1. Contexte.....	5
1.2. Faits saillants	5
2. PRÉVISION DE LA DEMANDE.....	6
2.1. Prévision des ventes d'électricité par secteurs de consommation.....	6
2.2. Prévision des besoins en énergie.....	7
2.3. Prévision des besoins en puissance.....	8
2.4. Aléas de la demande.....	8
3. APPROVISIONNEMENTS ET STRATÉGIES.....	9
3.1. Approvisionnements de long terme	9
3.2. Équilibre offre-demande en énergie et stratégie	10
3.2.1. <i>Interventions en économie d'énergie</i>	11
3.3. Équilibre offre-demande en puissance et stratégie	11
3.3.1. <i>Gestion de la demande en puissance</i>	12
3.3.2. <i>Contribution des marchés de court terme</i>	14
3.3.3. <i>Abaissement de tension</i>	15
4. FIABILITÉ DES APPROVISIONNEMENTS	15
4.1. Critère de fiabilité en puissance du Distributeur.....	15
4.2. Fiabilité en puissance des approvisionnements du Producteur.....	16
4.3. Critère de fiabilité en énergie du Distributeur.....	16
4.4. Critère de fiabilité en énergie du Producteur.....	16
5. ATTRIBUTS ENVIRONNEMENTAUX.....	17
6. APPROVISIONNEMENT DES RÉSEAUX AUTONOMES	18
6.1. Bilan offre-demande.....	18
6.2. Conversion des réseaux autonomes	19
6.3. Stratégie d'approvisionnement	20
ANNEXE A : SOMMAIRE DE LA PRÉVISION DES VARIABLES ÉCONOMIQUES ET	
DÉMOGRAPHIQUES.....	23
ANNEXE B : FOURCHETTES D'ENCADREMENT DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE	27
ANNEXE C : COMPARAISON AVEC LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2026.....	31
ANNEXE D : LISTE DES CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT DE LONG TERME DU DISTRIBUTEUR..	35
ANNEXE E : SUIVI DE L'UTILISATION DES CONVENTIONS D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE.....	41
ANNEXE F : ÉCARTS ENTRE LA PRODUCTION ET LES VENTES (RÉSEAUX AUTONOMES).....	45

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Prévion des ventes d'électricité par secteurs de consommation.....	6
Tableau 2 : Prévion des besoins en énergie	8
Tableau 3 : Prévion des besoins en puissance.....	8
Tableau 4 : Aléa sur les besoins en énergie – Écart type.....	9
Tableau 5 : Aléa sur les besoins en puissance à la pointe d'hiver – Écart type	9
Tableau 6 : Bilan en énergie	10
Tableau 7 : Bilan en puissance	12
Tableau 8 : Contribution des interventions en efficacité énergétique à la réduction des besoins de puissance	13
Tableau 9 : Évolution des taux de réserve requise pour respecter le critère de fiabilité en puissance	15
Tableau 10 : Critère de fiabilité en énergie du Distributeur	16
Tableau 11 : Bilan de puissance par réseaux après application du critère de planification...	18
Tableau A-1 : Principales variables démographiques et économiques.....	25
Tableau B-1 : Encadrement de la prévision de la demande – Besoins en énergie	29
Tableau B-2 : Encadrement de la prévision de la demande – Besoins en puissance	29
Tableau C-1 : Comparaison avec le Plan d'approvisionnement 2017-2026 – Prévion des ventes par secteurs de consommation	33
Tableau C-2 : Comparaison avec le Plan d'approvisionnement 2017-2026 – Prévion des besoins en énergie ¹	33
Tableau C-3 : Comparaison avec le Plan d'approvisionnement 2017-2026 – Besoins en puissance à la pointe d'hiver par usages.....	34
Tableau E-1 : Utilisation des conventions d'énergie différée	43
Tableau F-1 : Écarts entre la production et les ventes (réseaux autonomes) – 2016	47

1. CONTEXTE ET FAITS SAILLANTS

1.1. Contexte

1 Le présent état d'avancement constitue le premier suivi du *Plan d'approvisionnement*
2 *2017-2026* (le Plan), soumis à la Régie de l'énergie (la Régie) le 1^{er} novembre 2016 et pour
3 lequel la décision finale n'a pas été rendue à ce jour. Ce suivi présente la situation de
4 l'équilibre offre - demande en énergie et en puissance sur la période 2018-2026, à la suite de
5 la 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 du Plan y
8 sont également intégrés. À ce titre, les événements suivants sont à noter :

9 **Le 1^{er} novembre 2016** Dépôt de la Demande d'approbation du Plan
10 d'approvisionnement 2017-2026 (dossier R-3986-2016).

11 **Le 16 novembre 2016** Lancement de l'appel de propositions pour l'achat d'électricité
12 produite par cogénération à base de biomasse forestière
13 résiduelle à Obedjiwan (A/P 2016-01).

14 **Le 10 décembre 2016** Sanction de la *Loi concernant la mise en œuvre de la Politique*
15 *énergétique 2030 et modifiant diverses dispositions législatives*
16 (R.A.L.Q. 2016, chapitre 35).

17 **Le 2 mars 2017** Dépôt de la demande d'approbation d'un programme pour la
18 conversion à l'électricité des équipements fonctionnant au
19 mazout ou au propane dans les marchés commercial,
20 institutionnel et industriel (programme Conversion à l'électricité,
21 dossier R-4000-2017).

22 **Le 2 août 2017** Dépôt de la demande d'autorisation du dossier Raccordement
23 du village La Romaine au réseau intégré (dossier
24 R-4010-2017).

25 **Le 12 octobre 2017** Dépôt d'une preuve additionnelle relative au programme
26 *Charges interruptibles résidentielles – Chauffe-eau*.

1.2. Faits saillants

27 Depuis le dépôt du Plan, les efforts du Distributeur afin de développer de nouveaux marchés,
28 notamment avec le programme Conversion à l'électricité et l'offensive pour attirer les centres
29 de données, ont été intégrés dans la planification des besoins en énergie et en puissance.

30 Ainsi, la hausse prévue des besoins en énergie totalise près de 12 TWh (11 TWh en ventes)
31 sur la période 2018-2026, entraînant une réduction équivalente des surplus par rapport à
32 ceux présentés dans le Plan. Le bilan en énergie demeure toutefois en surplus pour toutes

1 les années de l'horizon du Plan. Pour assurer l'équilibre offre demande, le Distributeur
2 continuera de miser sur la flexibilité de l'électricité patrimoniale.

3 En puissance, les adhésions prévues de la nouvelle clientèle à des programmes de gestion
4 de la demande en puissance permettront d'atténuer l'impact de la hausse anticipée des
5 besoins, laquelle est de 60 MW pour l'hiver 2021-2021 et atteint 500 MW à la fin de l'horizon.
6 Le lancement d'un appel d'offres de long terme ne devrait pas être requis d'ici le dépôt du
7 prochain plan d'approvisionnement en 2019, comme annoncé dans le Plan. D'ici là, le
8 Distributeur sera en mesure de confirmer la contribution des programmes de gestion de la
9 demande en puissance découlant des efforts de développement de marchés.

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

2. PRÉVISION DE LA DEMANDE

13 À l'horizon 2026, la prévision de la demande est à la hausse par rapport au Plan,
14 principalement grâce aux efforts de développement de marchés. La prévision détaillée des
15 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

16 Sur la période 2018-2026, l'écart cumulatif entre les ventes annuelles d'électricité et celles
17 prévues dans le Plan est de 11,0 TWh. En 2026, les ventes d'électricité devraient atteindre
18 178,6 TWh, une hausse de 2,5 TWh par rapport à celles prévues dans le Plan. La prévision
19 des ventes par secteurs de consommation est présentée au tableau 1.

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

En TWh	2016 ¹	2017 ²	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Croissance 2016-26	
												TWh	tx annuel moyen
Résidentiel et agricole	65,4	65,4	65,4	65,9	66,6	66,8	67,2	67,6	68,4	68,5	68,9	3,5	0,5%
Commercial et institutionnel	36,7	37,0	37,3	37,7	38,3	38,8	39,6	40,2	40,8	41,2	41,5	4,8	1,2%
Industriel PME	8,6	8,6	8,7	8,7	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	0,2	0,2%
Industriel grandes entreprises	53,6	53,8	52,8	53,7	54,3	53,3	53,7	53,7	54,0	53,8	54,0	0,3	0,1%
Alumineries	22,1	22,5	22,9	23,3	23,7	22,6	22,7	22,8	23,0	22,9	22,9	0,8	0,4%
Pâtes et papiers	12,8	12,2	11,3	11,0	10,7	10,5	10,3	10,1	10,0	9,8	9,6	-3,2	-2,8%
Pétrole et chimie	4,9	5,1	5,0	5,0	5,1	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	4,9	0,0	0,1%
Mines	3,6	3,7	3,8	4,0	4,1	4,3	4,4	4,5	4,6	4,7	4,9	1,3	3,2%
Sidérurgie, fonte et affinage	7,0	6,9	6,5	6,8	7,0	7,2	7,3	7,3	7,4	7,4	7,6	0,6	0,8%
Autres	3,3	3,4	3,4	3,6	3,7	3,8	3,9	4,0	4,1	4,1	4,1	0,8	2,3%
Réseaux municipaux et éclairage public	5,1	5,1	5,1	5,2	5,2	5,2	5,2	5,3	5,3	5,3	5,4	0,3	0,6%
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	169,4	169,9	169,4	171,2	173,2	172,9	174,5	175,7	177,3	177,6	178,6	9,2	0,5%

¹ Ventes réelles normalisées pour les conditions climatiques.

² Incluant les ventes réelles de janvier à juillet 2017, normalisées pour les conditions climatiques.

1 Les ventes prévues aux secteurs Résidentiel et agricole et Réseaux municipaux et éclairage
2 publics sont semblables à celles présentées au Plan (écarts respectifs de -0,2 TWh
3 et -0,1 TWh en 2026).

4 Sur l'ensemble de la période visée par le Plan, les ventes aux secteurs Commercial et
5 institutionnel et Industriel PME sont à la hausse, avec un écart total pour ces deux secteurs
6 qui atteint +2,7 TWh en 2026. Cette hausse s'explique principalement par les efforts de
7 développement de marchés du Distributeur. En effet, en plus du programme Conversion à
8 l'électricité, le Distributeur anticipe des ventes additionnelles attribuables aux centres de
9 données et aux serres.

10 Pour les grandes entreprises du secteur Industriel, la prévision des ventes affiche une baisse
11 pour les années 2018 à 2020 par rapport aux ventes prévues dans le Plan, et ce, en raison
12 de moins bonnes perspectives pour les secteurs Pâtes et papiers et Sidérurgie, fonte et
13 affinage. À partir de 2021, les efforts de ventes additionnelles compensent les baisses à
14 court terme et amènent les ventes du secteur Industriel grandes entreprises au même niveau
15 que celles du Plan.

16 Par ailleurs, la transition énergétique mondiale en cours influencera l'évolution des ventes du
17 Distributeur, notamment en raison de l'émergence de la production photovoltaïque. La
18 prévision de l'état d'avancement inclut une réduction des ventes attribuable à ces
19 innovations technologiques, de l'ordre de 0,7 TWh en 2026. Il est à noter que dans le
20 contexte particulier des tarifs d'électricité du Québec, l'incertitude quant au rythme et
21 l'ampleur de la pénétration de ces technologies est importante.

2.2. Prévision des besoins en énergie

22 Les besoins en énergie visés par le Plan, présentés au tableau 2, sont composés de la
23 consommation visée par le Plan à laquelle sont ajoutées les pertes prévues sur les réseaux
24 de distribution et de transport. Le taux de pertes prévu est de 7,4 % pour l'année 2018 et de
25 7,3 % pour l'année 2019 et les suivantes, soit des taux similaires à ceux du Plan. Ces taux
26 sont basés sur des conditions climatiques normales et reflète les taux de pertes observées
27 au cours des dernières années. Sur la période 2018-2026, l'écart cumulatif entre les besoins
28 annuels en énergie et ceux prévus au Plan est de +11,7 TWh. À l'horizon 2026, les besoins
29 prévus sont de 191,6 TWh, soit 2,6 TWh de plus que ceux prévus dans le Plan.

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
Valeurs normalisées pour les conditions climatiques													
Prévision des ventes	169,4	169,9	169,4	171,2	173,2	172,9	174,5	175,7	177,3	177,6	178,6	9,2	0,5%
+ Usage interne	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	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	
= Consommation visée par le Plan	169,6¹	170,1¹	169,6	171,3	173,3	173,0	174,6	175,8	177,4	177,7	178,6	9,0	0,5%
+ Pertes de distribution et de transport	12,6	12,2	12,5	12,4	12,6	12,6	12,7	12,8	12,9	12,9	13,0	0,4	0,3%
= Besoins visés par le Plan	182,2	182,4	182,1	183,8	185,9	185,5	187,3	188,5	190,3	190,6	191,6	9,5	0,5%
Impact des conditions climatiques (au 31 juillet 2017)	-0,1	-0,8											

¹ Inclut, en plus des éléments présentés, une quantité de 0,035 TWh pour 2016 et 0,040 TWh pour 2017 d'énergie interrompue en début d'année 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

- 1 Par rapport au Plan, les besoins en puissance prévus à la pointe sont en hausse dès l'hiver
- 2 2020-2021. L'écart atteint plus de 500 MW à l'hiver 2025-2026. Comme pour les écarts de
- 3 prévision en énergie, les hausses en puissance du secteur découlent essentiellement des
- 4 efforts de développement de marchés.

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
Valeurs normalisées pour les conditions climatiques¹													
Chauffage Résidentiel et agricole	11 310	11 377	11 481	11 593	11 707	11 816	11 915	12 004	12 084	12 157	12 222	912	0,8%
Chauffage Commercial et institutionnel	3 690	3 716	3 844	3 884	3 927	3 974	4 020	4 065	4 111	4 155	4 200	509	1,3%
Eau chaude Résidentiel et agricole	1 883	1 890	1 903	1 922	1 943	1 961	1 975	1 992	2 011	2 026	2 038	155	0,8%
Industriel PME	1 510	1 526	1 513	1 525	1 532	1 534	1 533	1 534	1 538	1 541	1 542	31	0,2%
Industriel grandes entreprises	6 702	6 776	6 519	6 610	6 647	6 630	6 676	6 693	6 703	6 702	6 722	20	0,0%
Autres usages	12 615	12 437	12 542	12 473	12 644	12 844	13 083	13 303	13 479	13 665	13 848	1 233	0,9%
Besoins réguliers du Distributeur (Besoins visés par le Plan)	37 711	37 769	37 853	38 041	38 408	38 739	39 159	39 525	39 842	40 146	40 460	2 748	0,7%
Impact des conditions climatiques¹	-591	-1190											

¹ 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

- 5 La prévision des besoins en énergie et en puissance est soumise à des aléas importants
- 6 classés en deux types : l'aléa découlant des conditions climatiques et l'aléa sur la demande
- 7 prévue. L'aléa global est constitué de la combinaison indépendante des deux.
- 8 L'aléa global sur les besoins en énergie pour les horizons de 1 et 2 ans du présent état
- 9 d'avancement est à peu près inchangé par rapport à celui du Plan. Les écarts types aux
- 10 horizons 3 à 5 ans excèdent de 0,4 à 0,5 TWh ceux du Plan en raison d'une hausse de l'aléa
- 11 sur la demande prévue à conditions climatiques normales. Cette hausse reflète notamment

- 1 l'incertitude quant à l'impact des efforts de développement de marchés sur l'évolution des
2 besoins à venir. Le tableau 4 présente l'aléa sur les besoins en énergie.

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

	2018	2019	2020	2021	2022
Aléa climatique	2,4	2,5	2,5	2,6	2,6
Aléa sur la demande prévue	2,6	3,1	3,9	5,0	5,8
Aléa global	3,5	4,0	4,7	5,6	6,3

- 3 Par ailleurs, par rapport au Plan, l'aléa global sur les besoins en puissance à la pointe d'hiver
4 est supérieur de 30 à 40 MW aux horizons 1 à 3 ans et supérieur de 70 MW à l'horizon
5 4 ans. Ces accroissements s'expliquent par une révision à la hausse de l'aléa climatique
6 pour tout l'horizon. Ce phénomène récurrent découle du fait que la charge de chauffage des
7 locaux est en croissance d'un hiver à l'autre, ce qui entraîne un aléa climatique supérieur à
8 celui du Plan, pour un même horizon. Par exemple, la charge de chauffage à l'horizon 1 an
9 (hiver 2017-2018) dans l'état d'avancement est supérieure à celle du même horizon dans le
10 Plan (hiver 2016-2017). Enfin, la hausse de l'aléa global en puissance provient également de
11 l'augmentation de l'aléa sur la demande prévue en énergie mentionnée précédemment.

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

	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21
Aléa climatique	1 560	1 590	1 610	1 630
Aléa sur la demande prévue	710	820	960	1 120
Aléa global	1 720	1 790	1 870	1 970

3. APPROVISIONNEMENTS ET STRATÉGIES

3.1. Approvisionnements de long terme

- 12 Pour répondre à ses besoins en énergie et en puissance, le Distributeur compte sur un large
13 portefeuille de contrats d'approvisionnement, ainsi que sur le volume d'électricité
14 patrimoniale. En tout, 75 contrats sont en vigueur pour des livraisons d'énergie provenant de
15 diverses filières de production, soit éolienne, biomasse et hydraulique. Depuis le dépôt du

1 Plan, trois parcs éoliens ainsi que deux centrales de cogénération et une petite centrale
 2 hydraulique ont débuté leurs livraisons, pour une puissance totalisant près de 300 MW.

3 Le Distributeur dispose également de diverses ententes conclues afin de soutenir la gestion
 4 de ses approvisionnements :

- 5 • L'*entente globale cadre*, qui encadre les dépassements à l'électricité patrimoniale,
 6 et dont le renouvellement est en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2017, pour une
 7 période de trois ans ;
- 8 • Les *Conventions d'énergie différée*, qui offrent au Distributeur la possibilité de
 9 procéder, en période d'hiver, à des retours d'énergie qui avait été différée de
 10 2008 à 2010¹ ;
- 11 • Le *service d'intégration éolienne*, qui garantit des retours d'énergie correspondant
 12 à 40 % de la puissance éolienne contractuelle en hiver, soit d'octobre à mars, et à
 13 30 % pour le reste de l'année ;
- 14 • L'*entente de suspension des livraisons de la centrale de TCE*, prolongée jusqu'à
 15 l'expiration du contrat en 2026.

3.2. Équilibre offre-demande en énergie et stratégie

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

TABLEAU 6 :
BILAN EN ÉNERGIE

En TWh	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Besoins	182,1	183,8	185,9	185,5	187,3	188,5	190,3	190,6	191,6
Électricité patrimoniale	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
Approvisionnements postpatrimoniaux	16,7	17,0	17,5	17,8	18,1	18,5	19,0	19,3	19,7
▪ Base et cyclable - HQP	3,1	3,1	3,1	3,2	3,4	3,7	4,2	4,4	4,5
▪ Énergie rappelée - HQP	-	-	-	-	0,1	0,4	0,8	0,9	0,9
▪ Appel d'offres de long terme - HQP	-	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2
▪ Éolien	11,2	11,3	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,3
▪ Biomasse et petite hydraulique	2,3	2,5	2,9	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
Achats d'énergie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,6
Surplus	(13,4)	(12,1)	(10,4)	(11,1)	(9,7)	(8,9)	(7,6)	(7,6)	(7,0)

17 Par rapport au bilan présenté dans le Plan, cette mise à jour présente une réduction de
 18 12 TWh des surplus sur l'horizon du Plan. Cette réduction est attribuable à la hausse de la
 19 demande prévue résultant des efforts de développement de marchés, comme présenté à la
 20 section 2.

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

1 Malgré l'accroissement de la demande prévue, des surplus sont toujours présents sur
2 l'horizon du Plan et, par conséquent, aucun besoin pour des approvisionnements de long
3 terme n'apparaît.

3.2.1. Interventions en économie d'énergie

4 Le Distributeur maintient l'approche présentée dans le Plan en ce qui concerne l'importance
5 de préserver une culture de l'efficacité énergétique. Il poursuit ses efforts pour combler une
6 partie de la croissance des ventes par des mesures en économie d'énergie.

7 Ainsi, la sensibilisation à une consommation éconergétique de l'électricité et l'adoption de
8 comportements durables en matière de choix énergétiques sont au cœur des interventions
9 du Distributeur pour le marché Résidentiel.

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

3.3. Équilibre offre-demande en puissance et stratégie

14 Le bilan en puissance du Distributeur est présenté au tableau 7. Ce bilan tient compte de la
15 réserve requise pour assurer le respect du critère de fiabilité, qui est présentée à la
16 section 4.

**TABLEAU 7 :
BILAN EN PUISSANCE**

En MW	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026
Besoins à la pointe	37 853	38 041	38 408	38 739	39 159	39 525	39 842	40 146	40 460
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 687	3 777	4 018	4 044	4 091	4 133	4 170	4 205	4 241
Besoins à la pointe - incluant la réserve	41 540	41 818	42 426	42 783	43 250	43 658	44 011	44 350	44 700
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Approvisionnements additionnels requis	4 098	4 376	4 984	5 341	5 808	6 216	6 569	6 908	7 258
HQP	600	1 100	1 100	1 100	1 200	1 350	1 500	1 500	1 500
▪ Base et cyclable	600	600	600	600	600	600	600	600	600
▪ Puissance rappelée	0	0	0	0	100	250	400	400	400
▪ Appel d'offres de long terme (A/O 2015-01)	0	500	500	500	500	500	500	500	500
Autres contrats de long terme	1 827	1 846	1 924	1 977	1 977	1 977	1 969	1 969	1 969
▪ Éolien (4 000 MW) ⁽¹⁾	1 467	1 477	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484
▪ Biomasse et petite hydraulique	360	370	440	493	493	493	485	485	485
Gestion de la demande en puissance	1 170	1 440	1 500	1 520	1 540	1 560	1 580	1 600	1 620
▪ Électricité interruptible	900	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
▪ Interventions en gestion de la demande en puissance	270	440	500	520	540	560	580	600	620
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Transactions de court terme réalisées	50	0	0	0	0	0	0	0	0
Puissance additionnelle requise	200	0	200	500	850	1 100	1 250	1 600	1 900

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

1 Les besoins en puissance sont plus élevés que ceux présentés dans le Plan, essentiellement
 2 en raison des efforts de développement de marchés, et ce, dès l'hiver 2020-2021. Toutefois,
 3 une partie de ces nouveaux besoins devraient être compensés par l'adhésion des clients des
 4 centres de données et du programme Conversion à l'électricité à des programmes en
 5 gestion de la demande en puissance.

6 Outre la contribution en puissance de l'ensemble des contrats d'approvisionnement du
 7 Distributeur ainsi que de l'électricité patrimoniale, le bilan en puissance intègre le potentiel
 8 des autres moyens de gestion de la pointe, soit l'électricité interruptible, les interventions en
 9 gestion de la demande en puissance, les achats sur les marchés de court terme et
 10 l'abaissement de tension.

11 Le lancement d'un appel d'offres de long terme ne devrait pas être requis d'ici le dépôt du
 12 prochain plan d'approvisionnement, en 2019. D'ici là, le Distributeur sera en mesure de
 13 confirmer la contribution des programmes de gestion de la demande en puissance découlant
 14 des efforts de développement de marchés.

3.3.1. Gestion de la demande en puissance

Électricité interruptible

15 Pour l'hiver 2017-2018, les demandes d'adhésion à l'option d'électricité interruptible des
 16 clients de moyenne et grande puissances atteignent un peu plus de 900 MW. Le Distributeur

1 confirmera les volumes retenus à la suite de l'analyse des demandes reçues et de leur
2 impact sur le réseau de transport. Pour les hivers suivants, la contribution attendue est
3 maintenue à 1 000 MW.

Interventions en gestion de la demande en puissance

4 Par rapport au Plan, la contribution prévue des interventions en gestion de la demande en
5 puissance est en hausse, de près de 200 MW pour l'hiver 2018-2019 jusqu'à plus de
6 300 MW à l'hiver 2025-2026. Le potentiel de ces interventions atteint ainsi plus de 600 MW à
7 la fin de l'horizon du Plan. Cette hausse s'explique principalement par le programme GDP
8 Affaires, auquel s'ajoute l'adhésion prévue aux programmes de gestion de la demande en
9 puissance des clients du programme Conversion à l'électricité et des centres de données.

**TABLEAU 8 :
CONTRIBUTION DES INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE
À LA RÉDUCTION DES BESOINS DE PUISSANCE**

En MW	2017- 2018	2025- 2026
Électricité interruptible	900	1 000
Biénergie résidentielle et chauffe-eau à trois éléments	560	500
Interventions en gestion de la demande en puissance	270	620
Impact en puissance des interventions en économie d'énergie	1 880	2 950
Total	3 610	5 070

10 Pour le marché résidentiel, le Distributeur envisage toujours de poursuivre des démarches,
11 notamment auprès de la Direction de la santé publique du Québec, afin d'élaborer un plan
12 d'actions qui lui permettrait de déployer le programme de *Charges interruptibles*
13 *résidentielles – Chauffe-eau*.

14 En 2018, le Distributeur mettra l'accent sur les projets relatifs aux charges interruptibles
15 résidentielles de chauffage et différents projets pilotes se poursuivront ou seront mis en
16 place. Le Distributeur est aussi engagé dans le développement d'options de tarification
17 dynamique à l'intention notamment de la clientèle résidentielle. Il devra s'assurer de la
18 cohérence de cette nouvelle offre tarifaire avec les autres mesures et programmes de
19 gestion de la demande en puissance existants.

Projet pilote de biénergie interruptible

20 Le projet se termine cet automne au terme d'une année de mesurage. Le Distributeur doit
21 réaliser un sondage auprès des participants.

Projet pilote Mesures comportementales avec chauffage d'appoint non électrique

22 Le Distributeur a testé une approche commerciale de gestion de la demande en puissance
23 résidentielle ciblant les mesures comportementales avec des participants possédant un
24 système de chauffage d'appoint non-électrique. Le projet visait à évaluer l'effacement des

- 1 participants résultant de mesures de leur choix, lorsque demandé par le Distributeur.
- 2 L'analyse des résultats et le sondage seront complétés au cours de l'hiver.

Projet pilote de Charges interruptibles résidentielles – Chauffage central

- 3 Le déploiement du projet pilote devait débiter à l'hiver 2017-2018. Le Distributeur rencontre
- 4 toutefois certaines difficultés à mettre les processus informatiques en place, en raison de
- 5 normes de sécurité informatique. Conséquemment, le Distributeur n'est pas en mesure de
- 6 préciser si le projet sera réalisé au moment prévu.

Projet de démonstration de Charges interruptibles résidentielles – Chauffage à plinthes

- 7 Le projet de démonstration se poursuit à l'hiver 2017-2018. Certaines mesures d'économie
- 8 d'énergie, tels que des détecteurs d'occupation, seront installées chez les participants afin
- 9 d'en évaluer le gain énergétique.

Autres technologies et projets de démonstration

- 10 Le Distributeur reste à l'affût de la recherche et des expériences permettant de mieux
- 11 comprendre les microréseaux, leur impact sur son réseau, de même que sur le
- 12 comportement des clients face à ces nouveaux modes de consommation d'énergie. Des
- 13 projets pilotes en ce sens pourraient être déployés dans le futur.

- 14 Dans ce contexte, le projet de démonstration des maisons intelligentes situé à Shawinigan
- 15 vise à réaliser des essais adaptés aux réalités du Québec, en testant l'ensemble des
- 16 nouvelles technologies comme l'énergie solaire, les thermostats intelligents et le
- 17 branchement de la voiture électrique pour les échanges d'énergie.

- 18 Par ailleurs, une maison à haute performance énergétique sera présentée à Dezhou en
- 19 Chine en juin 2018 dans le cadre d'une compétition internationale regroupant une dizaine de
- 20 pays. Cette association avec le milieu universitaire québécois a pour but de favoriser
- 21 l'émulation et l'expérimentation de technologies innovantes dans les domaines de la
- 22 domotique, de l'efficacité énergétique et de l'économie de partage.

3.3.2. Contribution des marchés de court terme

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

- 26 À des fins de planification, l'évaluation de la contribution des marchés de court terme prend
- 27 en considération la marge de manœuvre dont dispose la zone d'équilibrage du Québec et les
- 28 approvisionnements potentiels en provenance des marchés voisins. Cette marge de
- 29 manœuvre est établie en tenant compte des éléments suivants :

- 30
 - la présence d'un marché de puissance ;
- 31
 - la capacité effective des interconnexions pour acheminer la puissance ;

- 1 • la présence de contreparties qui disposent de capacités de puissance à
2 commercialiser et accessibles au Distributeur.

3 Depuis l'hiver 2016-2017, l'IESO a modifié ses règles de marché afin de reconnaître les
4 exportations de puissance à l'extérieur de l'Ontario. Le Distributeur est en discussion avec
5 l'IESO et le Transporteur pour permettre aux producteurs de l'Ontario de participer à ses
6 futurs appels d'offres de court terme en puissance. L'évaluation de la contribution en
7 puissance pourra éventuellement être revue à la lumière des quantités qui seront offertes en
8 provenance d'Ontario lors des appels d'offres à venir. Pour le moment, le Distributeur
9 maintient toutefois le potentiel de la contribution des marchés de court terme à 1 100 MW.

3.3.3. Abaissement de tension

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

4. FIABILITÉ DES APPROVISIONNEMENTS

4.1. Critère de fiabilité en puissance du Distributeur

13 Pour assurer la fiabilité en puissance de l'alimentation de la clientèle du Distributeur, une
14 réserve suffisante est requise pour faire face aux aléas de la demande et au risque
15 d'indisponibilité des ressources. Cette réserve est établie de manière à respecter le critère
16 de fiabilité en puissance du NPCC, approuvé par la Régie, lequel exige que l'espérance de
17 délestage dans une zone d'équilibrage n'excède pas 0,1 jour par année.

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

21 Le taux de réserve requise correspond au ratio entre la réserve requise pour respecter le
22 critère de fiabilité en puissance et les besoins à la pointe. Le tableau 9 présente l'évolution
23 des taux de réserve depuis le dépôt du Plan.

TABLEAU 9 :
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%

1 Le taux de réserve demeure comparable à celui du Plan pour l'année courante et les années
2 suivantes.

4.2. Fiabilité en puissance des approvisionnements du Producteur

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

4.3. Critère de fiabilité en énergie du Distributeur

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

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

12 L'aléa global atteint 6,3 TWh à l'horizon de cinq ans, tel qu'il est présenté au tableau 4. Le
13 tableau 10 présente l'impact sur les surplus de l'ajout d'un écart type au scénario de
14 demande de référence.

**TABLEAU 10 :
CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE DU DISTRIBUTEUR**

En TWh	2018	2019	2020	2021	2022
Surplus (réf. Tableau 6)	(13,4)	(12,1)	(10,4)	(11,1)	(9,7)
+ Aléa d'un écart type (réf. Tableau 4)	3,5	4,0	4,7	5,6	6,3
Surplus + 1 écart type	(9,9)	(8,1)	(5,7)	(5,5)	(3,4)

15 L'ampleur des surplus sur la période fait en sorte que l'ajout d'un aléa d'un écart type sur la
16 demande se traduit uniquement par une réduction des surplus, sans nouveau besoin à
17 approvisionner. Le Distributeur dispose donc de suffisamment de moyens pour assurer le
18 respect du critère de fiabilité en énergie.

4.4. Critère de fiabilité en énergie du Producteur

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

- 1 Le Distributeur vérifie, trois fois par année, le respect de ce critère auprès du Producteur.
- 2 Une attestation à cet effet est déposée et rendue publique, en mai, août et novembre de
- 3 chaque année.
- 4 Les documents concernant le suivi de novembre 2017 seront transmis à la Régie dès qu'ils
- 5 seront disponibles.

5. ATTRIBUTS ENVIRONNEMENTAUX

- 6 Le projet pilote visant la participation du Distributeur dans les marchés volontaires de
- 7 certificats d'énergie renouvelable (CER) se poursuit et les premières transactions de
- 8 commercialisation de CER provenant d'un parc éolien et de deux petites centrales
- 9 hydrauliques ont été réalisées. Les revenus associés à ces transactions sont partagés entre
- 10 le Distributeur et les fournisseurs en vertu des ententes conclues avec ces derniers.
- 11 Le Distributeur maintient ses efforts pour développer les ventes de CER dans le cadre du
- 12 projet pilote.

6. APPROVISIONNEMENT DES RÉSEAUX AUTONOMES

6.1. Bilan offre-demande

- 1 Le tableau 11 présente le bilan de puissance de chacun des réseaux autonomes. La marge
- 2 de puissance est obtenue de la différence entre la prévision des besoins et la puissance
- 3 garantie, laquelle est établie à partir du critère de planification.

TABLEAU 11 :
BILAN DE PUISSANCE PAR RÉSEAUX
APRÈS APPLICATION DU CRITÈRE DE PLANIFICATION

en kW	2017 - 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026
Îles-de-la-Madeleine									
Cap-aux-Meules	8 170	7 950	7 740	7 530	7 340	7 160	7 030	6 970	6 950
L'Île-d'Entrée	500	500	500	500	500	490	490	490	490
Nunavik									
Akulivik	420	400	380	360	340	320	290	270	250
Aupaluk	80	60	40	30	20	0	(10)	(20)	(30)
Inukjuak	410	370	320	280	240	190	150	110	60
Ivujivik	40	30	10	0	(20)	(30)	(40)	(60)	(70)
Kangihsualujuaq	80	50	30	10	(10)	(30)	(60)	(80)	(100)
Kangihsujuaq ⁽¹⁾	940	920	900	880	860	840	820	800	780
Kangirsuk	90	70	60	50	40	30	20	10	0
Kuujuaq	390	280	160	50	(60)	(170)	(280)	(390)	(490)
Kuujuarapik ⁽¹⁾	1 640	1 600	1 560	1 520	1 480	1 450	1 410	1 380	1 350
Puvimittuq	370	290	210	140	70	0	(60)	(130)	(190)
Quaqtaq	30	10	0	(20)	(40)	(60)	(70)	(90)	(110)
Salluit	(30)	(70)	(110)	(150)	(190)	(230)	(260)	(300)	(330)
Tasiujaq ⁽¹⁾	530	520	520	510	500	490	480	470	460
Umiujaq	(30)	(40)	(60)	(80)	(100)	(120)	(140)	(160)	(170)
Basse-Côte-Nord									
Lac Robertson	1 920	1 780	1 680	1 610	1 550	1 510	1 490	1 470	1 450
La Romaine	460	430	410	380	360	340	310	290	260
Port-Menier	410	400	390	380	370	370	360	350	340
Schefferville									
Schefferville	1 410	1 200	980	760	570	390	220	70	(70)
Haute-Mauricie									
Clova	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Obedjiwan ⁽²⁾	440	390	340	300	250	210	160	120	70

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

2. Inclut l'option d'électricité interruptible.

1 Le portrait du bilan en puissance est semblable à celui présenté dans le Plan. Des
2 génératrices mobiles seront déployées dans les réseaux d'Umiujaq et de Salluit pour l'hiver
3 2018-2019, afin d'assurer le respect du critère de fiabilité. Bien que ces deux réseaux
4 présentent un déficit pour l'hiver 2017-2018, après application du critère de planification, les
5 équipements actuels seront suffisants pour répondre aux besoins étant donné qu'un
6 dépassement n'est anticipé que pour un nombre très limité d'heures.

6.2. Conversion des réseaux autonomes

7 Le Distributeur a entrepris, dans l'objectif de réduire les coûts d'approvisionnement et son
8 empreinte environnementale, de convertir de façon partielle ou totale les réseaux vers
9 d'autres sources d'énergie. Pour l'ensemble des réseaux, le lancement d'appels de
10 propositions est prévu afin de solliciter le marché privé, d'ici 2020. Quelques projets sont en
11 cours.

Îles-de-la-Madeleine

12 Un appel de propositions pour l'acquisition d'un contrat d'approvisionnement d'énergie
13 éolienne a été lancé en 2015 et l'ouverture des propositions a eu lieu en octobre 2017. Trois
14 projets ont été soumis et leur évaluation est en cours.

15 En parallèle, deux processus sont entamés pour compléter la conversion de ce réseau, soit
16 une étude d'avant-projet pour le raccordement des Îles-de-la-Madeleine au réseau intégré
17 d'Hydro-Québec et des travaux en vue du lancement, en 2018, d'un appel de propositions
18 afin d'évaluer si une solution alternative au projet de raccordement serait plus avantageuse.
19 Dans ce contexte, une table d'échange sur l'avenir énergétique des Îles-de-la-Madeleine a
20 été mise en place avec des acteurs de la municipalité. Six rencontres ont eu lieu depuis
21 novembre 2016 et une dernière est prévue en novembre 2017. Les sujets abordés
22 touchaient notamment la transition énergétique, les conditions du milieu relativement à
23 l'appel de propositions et les emplois advenant le raccordement.

La Romaine

24 Une demande d'autorisation a été déposée à la Régie en août 2017 pour procéder au
25 raccordement du village La Romaine, prévu en 2019 (dossier R-4010-2017). Des audiences
26 seront tenues en novembre 2017 dans ce dossier.

Obedjiwan

27 L'appel de propositions pour l'acquisition d'un contrat d'approvisionnement en énergie
28 produite à base de biomasse forestière, qui devait se terminer le 31 octobre 2017, a été
29 prolongé à la demande de la communauté. La date de dépôt des soumissions est ainsi
30 reportée au 30 janvier 2018.

Tasiujaq

1 À l'automne 2016, un appel d'intérêt a été lancé afin de sonder le marché sur les
2 technologies et les coûts relatifs au remplacement de la centrale thermique, particulièrement
3 dans une optique d'intégration d'énergies renouvelables. Plusieurs propositions ont été
4 reçues au terme de l'exercice, en février 2017.

5 Un appel de propositions pour l'acquisition d'une centrale intégrant des énergies
6 renouvelables sera lancé d'ici l'automne 2018, afin de remplacer la centrale actuelle en fin de
7 vie utile.

Quaqtaq

8 Un projet pilote pour l'installation de production d'énergie solaire est en déploiement sur le
9 réseau de Quaqtaq. Ce projet vise l'acquisition de connaissances sur la technologie et son
10 implantation en milieu nordique, identifier les principales contraintes et évaluer plus
11 précisément les coûts associés à son installation et son exploitation.

6.3. Stratégie d'approvisionnement

12 Le Distributeur maintient la stratégie annoncée dans le Plan, soit assurer la fiabilité des
13 approvisionnements tout en minimisant les coûts. Ainsi, pour faire face aux déficits de
14 puissance prévus sur l'horizon du Plan, les interventions en efficacité énergétique sont
15 priorisées afin de réduire les besoins, suivies par le déploiement de moyens permettant de
16 retarder l'implantation d'équipements permanents de production.

17 Le Distributeur poursuivra sa campagne de sensibilisation en efficacité énergétique pour
18 l'hiver 2017-2018 auprès de la clientèle résidentielle, afin que cette dernière adopte les
19 comportements éconergétiques par temps froid et plus spécifiquement durant les heures de
20 pointe.

21 De plus, le programme d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉ) est toujours offert dans les
22 réseaux admissibles et le Distributeur validera régulièrement sa rentabilité économique
23 suivant l'évolution du mode de production de l'électricité dans ces réseaux.

Nunavik

24 En 2017, un contrat pour l'installation d'éclairage efficace pour le marché Affaires a été
25 octroyé suite à un appel de propositions. L'inventaire des luminaires a été complété pour les
26 villages de Kuujuarapik et Whapmagoostui et les travaux seront effectués au printemps
27 2018. Tous les autres villages du Nunavik seront visés par ce programme, qui se terminera
28 en décembre 2019.

Îles-de-la-Madeleine

29 Le programme d'offre intégrée d'isolation des entretoits, d'installation de trousse de produits
30 économiseurs d'eau et d'énergie et de remplacement d'ampoules extérieures à DEL s'est
31 poursuivi et se terminera en décembre 2017.

1 Depuis le mois d'août, les maisons construites entre 2000 et 2012 sont admissibles au volet
2 *Isolation des entretoits*, alors qu'auparavant seules celles construites avant le 1^{er} janvier
3 2000 étaient visées par le programme. Ce changement fait suite à un projet pilote ayant
4 permis de constater qu'une majorité d'habitations construites entre 2000 et 2012 avaient une
5 isolation des combles inférieure à R-40. Près de 500 bâtiments résidentiels sont visés par
6 cette modification et le Distributeur est confiant de terminer ce volet pour le 31 décembre
7 2017.

8 À l'automne 2015, le PUEÉ a été bonifié afin que le chauffage de l'air et de l'eau au propane
9 soit intégré à l'offre pour la clientèle résidentielle. Depuis décembre 2016, le marché Affaires
10 est également visé par ce programme élargi, afin de maintenir et même accroître la part du
11 chauffage au mazout ou au propane aux Îles-de-la-Madeleine.

Schefferville

12 Pour ce réseau, le programme d'isolation des entretoits se poursuit jusqu'en en 2018.

Haute-Mauricie

13 D'ici la fin décembre 2017, le Distributeur complétera l'installation de produits d'éclairage à
14 DEL dans la scierie et l'aréna d'Obedjiwan. Un appel de propositions sera lancé en 2018
15 pour procéder à l'analyse énergétique de la scierie, en vue d'évaluer les mesures
16 énergétiques présentant un potentiel intéressant de réduction de la consommation d'énergie.

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

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	6 930	6 974	7 016	7 059	7 104	7 151	7 200	7 251	7 301	7 351
Nouveaux abonnements résidentiels (milliers)	34,0	36,5	36,3	36,2	35,0	34,4	32,3	30,8	29,7	28,8	28,6
Croissance du PIB total ¹ (%)	1,7	2,2	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Croissance du PIB manufacturier ¹ (%)	-0,4	2,7	2,2	1,5	1,5	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,7
Croissance du PIB tertiaire ¹ (%)	2,2	2,0	1,4	1,5	1,5	1,7	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Croissance de l'emploi total (%)	0,9	1,6	0,5	0,8	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Croissance de la rémunération des salariés ¹ (%)	2,6	2,3	1,2	1,3	1,0	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8

¹ 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 ¹	2017 ²	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Croissance 2016-2026	
												TWh	tx annuel moyen
Besoins en énergie (10 ^e centile)	182,2	181,2	178,8	179,6	180,8	180,1	181,2	182,1	183,4	181,9	181,2	-0,9	-0,1%
Besoins en énergie prévus	182,2	182,4	182,1	183,8	185,9	185,5	187,3	188,5	190,3	190,6	191,6	9,5	0,5%
Besoins en énergie (90 ^e centile)	182,2	183,5	185,6	187,7	191,0	193,0	196,2	197,5	199,5	200,0	201,2	19,0	1,0%

¹ Incluant les besoins réels normalisés pour les conditions climatiques.

² 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	2015/16 ¹	2016/17 ¹	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	Croissance 2016-2026	
												MW	tx annuel moyen
Besoins en puissance (10 ^e centile)	37 711	37 769	36 925	36 971	37 158	37 322	37 536	37 675	37 805	38 016	38 111	400	0,1%
Besoins en puissance prévus	37 711	37 769	37 853	38 041	38 408	38 739	39 159	39 525	39 842	40 146	40 460	2 748	0,7%
Besoins en puissance (90 ^e centile)	37 711	37 769	38 782	39 103	39 654	40 229	40 981	41 548	42 044	42 452	42 865	5 154	1,3%

6 ¹ 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 :
COMPARAISON AVEC LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2026

**TABLEAU C-1 :
 COMPARAISON AVEC LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2026
 PRÉVISION DES VENTES PAR SECTEURS DE CONSOMMATION**

En TWh	2016 ^{1,2}	2017 ³	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Croiss. 2016-26
Résidentiel et agricole												
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
Plan d'approvisionnement 2017-2026	64,8	65,1	65,6	66,1	67,0	67,2	67,7	68,1	68,7	68,7	69,0	4,3
Écart	0,6	0,3	-0,2	-0,2	-0,3	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,3	-0,2	
Commercial et institutionnel												
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
Plan d'approvisionnement 2017-2026	36,5	36,7	36,9	37,2	37,6	37,7	38,0	38,3	38,8	38,9	39,2	2,6
Écart	0,1	0,3	0,4	0,5	0,7	1,1	1,6	1,9	2,1	2,3	2,3	
Industriel PME												
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
Plan d'approvisionnement 2017-2026	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	-0,1
Écart	0,0	0,0	0,1	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	
Industriel grandes entreprises												
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
Plan d'approvisionnement 2017-2026	53,4	53,0	53,7	54,1	54,4	53,2	53,3	53,5	53,8	53,8	53,9	0,5
Écart	0,2	0,8	-0,9	-0,5	-0,1	0,1	0,3	0,2	0,1	0,0	0,1	
Réseaux municipaux et éclairage public												
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
Plan d'approvisionnement 2017-2026	5,1	5,1	5,2	5,2	5,3	5,3	5,3	5,4	5,4	5,4	5,5	0,4
Écart	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC												
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
Plan d'approvisionnement 2017-2026	168,5	168,6	170,1	171,2	172,8	171,9	172,9	173,8	175,2	175,3	176,1	7,6
Écart	0,9	1,3	-0,7	-0,1	0,4	0,9	1,7	1,9	2,1	2,3	2,5	

¹ Pour le Plan d'approvisionnement 2017-2026, incluant les ventes publiées de janvier à juillet 2016, normalisées pour les conditions climatiques.

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

³ Pour l'état d'avancement 2017 du Plan, les ventes publiées de janvier à juillet 2017, normalisées pour les conditions climatiques.

**TABLEAU C-2 :
 COMPARAISON AVEC LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2026
 PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE¹**

En TWh	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Croiss. 2016-2026
Consommation visée par le Plan												
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
Plan d'approvisionnement 2017-2026	168,7	168,8	170,2	171,4	172,9	172,0	172,9	173,8	175,3	175,4	176,2	7,5
Écart	0,9	1,3	-0,7	-0,1	0,4	1,0	1,7	1,9	2,1	2,3	2,5	
Pertes de distribution et de transport												
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
Plan d'approvisionnement 2017-2026	12,6	12,3	12,5	12,5	12,6	12,5	12,6	12,6	12,8	12,8	12,8	0,3
Écart	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	
Besoins visés par le Plan												
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
Plan d'approvisionnement 2017-2026	181,2	181,1	182,8	183,9	185,5	184,5	185,5	186,5	188,1	188,2	189,0	7,7
Écart	0,9	1,3	-0,7	-0,1	0,4	1,0	1,8	2,0	2,2	2,4	2,6	

¹ Valeurs normalisées pour les conditions climatiques pour l'année 2016 du Plan d'approvisionnement 2017-2026 et les années 2016 et 2017 de l'état d'avancement 2017.

TABLEAU C-3 :
COMPARAISON AVEC LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2026
BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES

En MW	2015- 2016 ^{1,2}	2016- 2017 ¹	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	Croiss. 16-26
Chauffage Résidentiel et agricole												
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
Plan d'approvisionnement 2017-2026	11 310	11 330	11 430	11 560	11 700	11 836	11 959	12 069	12 169	12 257	12 334	1 024
Écart	0	47	51	34	7	-20	-44	-66	-85	-100	-112	
Chauffage Commercial et institutionnel												
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
Plan d'approvisionnement 2017-2026	3 690	3 729	3 764	3 793	3 818	3 839	3 856	3 871	3 885	3 896	3 905	215
Écart	0	-14	80	91	108	135	163	194	226	259	294	
Eau chaude Résidentiel et agricole												
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
Plan d'approvisionnement 2017-2026	1 883	1 899	1 912	1 928	1 946	1 961	1 971	1 981	1 994	2 002	2 007	124
Écart	0	-9	-9	-6	-4	0	5	11	17	24	30	
Industriel PME												
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
Plan d'approvisionnement 2017-2026	1 510	1 510	1 507	1 504	1 499	1 497	1 493	1 488	1 486	1 487	1 487	-23
Écart	0	16	6	21	33	37	40	46	52	53	55	
Industriel grandes entreprises												
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
Plan d'approvisionnement 2017-2026	6 702	6 526	6 618	6 658	6 675	6 606	6 628	6 649	6 670	6 681	6 696	-6
Écart	0	250	-99	-48	-28	24	49	44	33	21	26	
Autres												
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
Plan d'approvisionnement 2017-2026	12 615	12 635	12 715	12 785	12 870	12 939	13 063	13 184	13 295	13 397	13 501	886
Écart	0	-151	-122	-278	-219	-115	-24	53	99	168	235	
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR												
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
Plan d'approvisionnement 2017-2026	37 711	37 630	37 946	38 227	38 509	38 678	38 970	39 243	39 499	39 721	39 931	2 220
Écart	0	139	-93	-187	-101	61	189	282	343	425	529	

¹ 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.

² Pour le Plan d'approvisionnement 2017-2026, 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
Parcs éoliens			
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
Northland Power Inc. (St-Ulric St-Léandre)	St-Ulric / St-Léandre	133,3	20 novembre 2009
Northland Power Inc. (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
EEN CA Saint-Robert Bellarmin S.E.C. et Enbridge projet éolien Saint-Robert Bellarmin S.E.C. (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
EEN CA Massif du Sud S.E.C. et Enbridge Massif du Sud Wind Project Limited Partnership (Massif du Sud)	MRC Les-Etchemins MRC Bellechasse	150,0	18 janvier 2013
EEN CA Lac Alfred S.E.C. et Enbridge Projet éolien LacAlfred S.E.C. (Lac-Alfred)	St-Irène/St-Cléophas/ St-Zénon/La Rédemption/ MRC de la Mitis	150,0 150,0	19 janvier 2013 31 août 2013
Venterre NRG Inc. (New Richmond)	MRC Bonaventure	67,8	13 mars 2013
Éoliennes de l'Érables Inc. (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- Épiphane MRC Rivière-du-Loup	24,6	19 novembre 2013
Parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré 2 et 3, 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	156,9	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
Parcs éoliens			
Parcs éoliens de la Seigneurie de Beaupré 2 et 3, S.E.N.C. (Seigneurie de Beaupré 3)	MRC de la Côte-de- Beaupré	140,6	10 décembre 2013
S.E.C. EEN CA La Mitis et Énergie de La Mitis Inc. (La Mitis)	TNO de Lac-à-la-Croix MRC La Mitis	24,6	17 octobre 2014
Par éolien de la Seigneurie de Beaupré 4, 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
Société en commandite Fleur de lis Éoliennes Saint-Damase (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
Saint-Philémon LP (Saint-Philémon)	Saint-Philémon MRC Bellechasse	24,0	16 janvier 2015
S.E.C. EEN CA Le Granit et Énergie du Granit Inc. (Le Granit)	Saint-Robert-Bellarmin MRC Le Granit	24,6	14 novembre 2014
EEN CA Rivière-du-Moulin S.E.C. et Éolien DIM S.E.C. (Rivière du Moulin)	MRC Fjord-du-Saguenay MRC Charlevoix	150,0 200,0	27 novembre 2014 14 novembre 2015
Boralex inc. (Parc Témiscouata II (anc. St-Valentin))	Saint-Honoré-de-Témiscouata et de Saint-Elzéar-de-Témiscouata MRC de Témiscouata	51,7	11 novembre 2015
EEN CA Mont-Rothery S.E.C. (Mont-Rothery)	MRC Charlevoix-Est	74,0	1er décembre 2015
Énergies Durables Kahnawá:ke Inc. (St-Cyprien)	St-Cyprien-de-Napierville MRC Jardins de Napierville	18,8	(30 juin 2019)
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 S.E.C. (Val-Éo)	Saint-Gédéon-de-Grandmont MRC Lac-St-Jean-Est	24,0	(1er décembre 2018)
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 Ujju's'n (MU) S.E.C. (Mesgi'g Ujju's'n)	TNO de Rivière Nouvelle MRC d'Avignon	149,3	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	224,4	(1er décembre 2017)
Parc éolien Mont Sainte-Marguerite S.E.C. (Mont Sainte-Marguerite)	MRC de Lotbinière MRC Robert-Cliche MRC des Appalaches	147,2	(23 décembre 2017)

Nom du fournisseur ou du mandataire (nom du projet)	Municipalité ou MRC	Puissance contractuelle (MW)	Date réelle ou (prévue) de début des livraisons
Centrales de cogénération			
TransCanada Energy Ltd. (Centrale de production d'électricité de Bécancour)	Bécancour	507 + 40 en pointe	17 septembre 2006
Kruger Énergie Bromptonville S.E.C. (Bromptonville)	Sherbrooke	16 à 19, selon le mois	1er juillet 2007
Tembec (Abitibi-Témiscamingue)	Témiscaming	8,1	15 décembre 2008
FibreK S.E.N.C. (Renouvellement SF 2012)	St-Félicien	33,2	5 mai 2012
Terreau Biogaz Inc. (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	9,4	4 juillet 2012
WM 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
9139-3991 Québec Inc. (Valleyfield)	Salaberry-de-Valleyfield (Québec)	9,75	(12 juin 2019)
Biomont Énergie Inc. (Cogénération Biomont)	Montréal	4,8	13 septembre 2017
Énergie LSQ S.E.C (Énergie Quévillon 2014)	Lebel-sur-Quévillon	45,0	(1er décembre 2020)
Bioénergie Sacré-Cœur S.E.C. (Boisaco)	Sacré-Cœur MRC de la Haute Côte-Nord	9,9	(1er juin 2019)
Finaxo Canada Inc. (Cogénération Bedford)	Bedford MRC Brome-Missisquoi	9,5	(31 décembre 2018)
Domtar Inc. (Windsor)	Windsor MRC Val Saint-François	17,0	28 septembre 2017
Chantiers Chibougamau (Assinica)	Nord-du-Québec	4,5	(19 mars 2020)
Cogénération Val D'Or S.E.C. (Val D'Or)	MRC La Vallée de l'Or	9,9	(31 octobre 2019)

Nom du fournisseur ou du mandataire (nom du projet)	Municipalité ou MRC	Puissance contractuelle (MW)	Date réelle ou (prévue) de début des livraisons
Centrales hydrauliques			
Hydro-Québec Production	Nord-du-Québec	350,0	1er mars 2007
Hydro-Québec Production	Nord-du-Québec	250,0	1er mars 2007
Hydro-Québec Production (HQP-1)		100,0	(1er décembre 2018)
Hydro-Québec Production (HQP-2)		200,0	(1er décembre 2018)
Hydro-Québec Production (HQP-3)		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 Sheldrake)	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 décembre 2019)
Énergie hydroélectrique pessamit, S.E.C. (Chutes du quatre milles)	Forestville MRC La Haute-Côte-Nord	5,5	(1er décembre 2019)
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	(1er janvier 2018)

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	0	100	250	400	400	400	400	400	
	Février	0	0	0	700	400	400	150	300	0	0	0	0	0	0	200	400	400	400	400	188	
	Mars	0	-600	-400	250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Avril	0	-600	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mai	0	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Juin	-500	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Juillet	-500	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Août	-500	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Septembre	-500	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Octobre	-600	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Novembre	0	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Décembre	-200	-350	0	0	0	0	600	600	0	0	0	0	0	0	0	50	250	400	400	0	0
Total annuel	-2,1	-4,2	-0,7	1,1	0,7	0,6	0,7	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,4	0,8	0,9	0,9	0,9	0,4	
En TWh	Total différé	-2,1	-4,2	-0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
	Total rappelé	0,0	0,0	0,0	1,1	0,7	0,6	0,7	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,4	0,8	0,9	0,9	0,9	0,4	
Solde	-2,1	-6,3	-7,0	-5,9	-5,2	-4,7	-4,0	-3,3	-3,3	-3,3	-3,3	-3,3	-3,3	-3,3	-3,3	-2,9	-2,2	-1,3	-0,4	0,0	0,0	

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

TABLEAU F-1 :
ÉCARTS ENTRE LA PRODUCTION ET LES VENTES (RÉSEAUX AUTONOMES) – 2016

	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)
Iles-de-la-Madeleine							
Cap-aux-Meules	194,4	19,5	174,9	11,2%	12,8	0,32	6,44
Île d'Entrée	0,9	0,2	0,7	27,7%	0,1	0,02	0,05
Sous-total	195,3	19,7	175,6	11,2%	12,9	0,34	6,49
Nunavik							
Akulivik	3,8	0,4	3,4	10,9%	0,3	0,12	-0,01
Aupaluk	1,9	0,1	1,8	5,7%	0,1	0,01	0,01
Inukjuak	10,2	0,9	9,4	9,3%	0,3	0,01	0,55
Ivujivik	2,5	0,2	2,3	10,4%	0,2	0,03	0,03
Kangiqsualujuaq	4,7	0,6	4,0	15,5%	0,2	0,01	0,45
Kangiqsujuaq	4,8	0,3	4,5	6,0%	0,2	0,03	0,10
Kangirsuk	3,6	0,2	3,4	5,8%	0,1	0,02	0,06
Kuujuaq	20,3	0,9	19,4	4,8%	0,5	0,03	0,40
Kuujuarapik	12,2	1,0	11,2	8,9%	0,4	0,09	0,55
Puvirnituq	12,1	0,8	11,2	7,5%	0,3	0,01	0,58
Quaqtaq	2,9	0,2	2,7	6,8%	0,1	0,01	0,05
Salluit	8,3	0,8	7,5	10,6%	0,3	0,01	0,51
Tasiujaq	2,5	0,3	2,2	14,7%	0,1	0,01	0,18
Umiujaq	3,0	0,2	2,8	8,5%	0,1	0,01	0,08
Sous-total :	92,9	7,0	85,9	8,1%	3,1	0,42	3,52
Basse-Côte-Nord							
Lac-Robertson	73,3	9,7	63,5	15,3%	1,6	0,42	7,71
La Romaine	14,2	1,0	13,2	7,4%	0,3	0,03	0,65
Anticosti	4,7	0,4	4,2	10,0%	0,3	0,01	0,17
Sous-total :	92,1	11,2	80,9	13,8%	2,2	0,46	8,53
Schefferville	47,8	5,4	42,5	12,6%	1,9	0,00	3,5
Haute-Mauricie							
Clova	0,8	0,2	0,62	25,7%	0,02	0,02	0,12
Opitciwan	13,4	1,3	12,2	10,5%	0,4	0,01	0,87
Sous-total :	14,2	1,4	12,8	11,2%	0,4	0,02	0,99
Réseaux autonomes	442,4	44,7	397,7	11,2%	20,4	1,64	22,6