

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2026

RÉSEAU INTÉGRÉ

ANNEXES – DEMANDE

LISTE DES ANNEXES

ANNEXE 2A : PRÉSENTATION DÉTAILLÉE DE LA PRÉVISION	5
ANNEXE 2B : SCÉNARIOS D'ENCADREMENT ET ALÉAS DE LA DEMANDE	25
ANNEXE 2C : COMPARAISON AVEC LE DERNIER ÉTAT D'AVANCEMENT PUBLIÉ ET AVEC LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023.....	39
ANNEXE 2D : DONNÉES HISTORIQUES DE LA DEMANDE.....	53
ANNEXE 2E : CHANGEMENTS DE MÉTHODOLOGIE OU DE PARAMÈTRES DEPUIS LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023.....	61

ANNEXE 2A :

PRÉSENTATION DÉTAILLÉE DE LA PRÉVISION

TABLE DES MATIÈRES

1. PRÉSENTATION DÉTAILLÉE DE LA PRÉVISION DES INTRANTS.....	9
1.1. Contexte général	9
1.2. Secteur Résidentiel.....	10
1.3. Secteur Commercial et institutionnel	11
1.4. Secteur Industriel.....	11
1.5. Tableau récapitulatif des variables démographiques et économiques	14
2. PRÉVISION DES VENTES D'ÉLECTRICITÉ PAR SECTEURS DE CONSOMMATION	14
3. PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE ET HYPOTHÈSES DE TAUX DE PERTES	15
4. PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES.....	17
4.1. Chauffage des locaux.....	17
4.2. Chauffage de l'eau au secteur Résidentiel et agricole	17
4.3. Industriel PME	18
4.4. Industriel grandes entreprises	18
4.5. Autres usages.....	18
5. ANALYSE DE SENSIBILITÉ PAR SECTEURS DE CONSOMMATION.....	18
6. SUIVI DE LA PERFORMANCE PRÉVISIONNELLE	19

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 2A-1 : Comparaison des prévisions économiques au Québec	13
Tableau 2A-2 : Prévision des principales variables démographiques et économiques	14
Tableau 2A-3 : Prévision des ventes régulières au Québec	15
Tableau 2A-4 : Hypothèses de taux de pertes.....	16
Tableau 2A-5 : Prévision des besoins en énergie.....	16
Tableau 2A-6 : Prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver par usages	18
Tableau 2A-7 : Élasticités et sensibilités par secteurs de consommation.....	19
Tableau 2A-8 : Performance de la prévision des ventes par secteurs de consommation – Écarts entre les ventes prévues et réelles.....	20
Tableau 2A-9 : Performance de la prévision des ventes par sous-secteurs industriels – Écarts entre les ventes prévues et réelles.....	21
Tableau 2A-10 : Performance de la prévision des besoins en énergie et en puissance – Écarts entre la demande prévue et réelle.....	22
Tableau 2A-11 : Coefficients de détermination R ² des modèles de prévision	22
Tableau 2A-12 : Variables retenues dans les modèles de prévision	23

1. PRÉSENTATION DÉTAILLÉE DE LA PRÉVISION DES INTRANTS

1 La section 1 présente les hypothèses démographiques, économiques et énergétiques à la
2 base de la prévision des ventes régulières d'électricité au Québec utilisée dans le *Plan*
3 *d'approvisionnement 2017-2026*. Les résultats de la prévision sont décrits à la section 2.

1.1. Contexte général

4 Au cours de l'année 2015, l'économie mondiale a traversé une période de croissance ténue.
5 La baisse de la demande des pays avancés a diminué les échanges internationaux et fait
6 reculer les exportations dans les pays fournisseurs de biens, comme la Chine.
7 Conséquemment, la demande pour les ressources s'est atténuée, au point où les prix des
8 métaux se sont fortement repliés. De plus, l'exploitation plus massive de l'énergie non
9 conventionnelle, notamment aux États-Unis, et plus récemment, la reprise de l'exportation de
10 pétrole par l'Iran, ont chambardé la répartition des parts de marché et abaissé les prix de
11 l'énergie. Dans ce contexte mondial, plusieurs pays fournisseurs de ressources sont entrés
12 en récession (Russie, Argentine, Brésil), alors qu'au Venezuela sévit davantage une crise
13 économique avec une chute prévue de 8 % du PIB en 2016 (recul de 20 % sur quatre ans) et
14 une inflation prévue de 500 %. Dans les pays avancés, l'évolution des prix est tout autre car
15 globalement, l'inflation n'a été que de 0,3 % en 2015.

16 Grâce aux hydrocarbures de schiste, les États-Unis sont devenus le plus grand producteur
17 mondial de gaz naturel et, pratiquement, le plus grand producteur de pétrole. Qui plus est,
18 certains pays comme l'Argentine, la Russie et la Chine en possèdent de très grandes
19 réserves, qu'ils ont d'ailleurs commencé à exploiter. Ceci pourrait éventuellement les amener
20 à devenir de grands producteurs. L'EIA prévoit que le prix du pétrole (WTI) devrait atteindre
21 90 \$US à l'horizon 2026 et le prix du gaz naturel (Henry Hub), 5 \$US/MBtu.

22 Depuis le printemps 2016, on assiste à un changement de direction de la conjoncture.
23 Plusieurs indicateurs de l'activité économique mondiale se sont améliorés, notamment
24 l'indice *J.P. Morgan Global Manufacturing PMI*. Ce dernier indique que les exportations et la
25 production manufacturière mondiale pourraient reprendre de la vigueur au cours des
26 prochains mois. Autre signe d'amélioration, le prix des métaux a progressé de 17 % depuis
27 son creux de janvier 2016.

28 Aux États-Unis, le retour du prix du pétrole au-dessus de 45 \$US/baril a permis une certaine
29 reprise des activités de forage et de la production. La remontée des indices précurseurs de
30 l'activité économique, de l'emploi, des mises en chantier et de la confiance des ménages au
31 cours des derniers mois laisse croire que l'incertitude qui planait sur les perspectives
32 économiques au début de l'année 2016 s'est atténuée. Selon IHS Global Insight (juillet
33 2016), la croissance du PIB américain devrait passer de 1,9 % en 2016 à 2,4 % en 2017.

34 Selon les prévisions du Conference Board du Canada (juillet 2016), le PIB canadien devrait,
35 de son côté, progresser de 2,3 % en 2017, après les faibles croissances de 1,1 %
36 enregistrée en 2015 et de 1,2 % anticipée en 2016. Les résultats récents ont été marqués

1 par la récession en Alberta, en Saskatchewan et à Terre-Neuve-et-Labrador, à la suite de
2 l'effondrement des prix du pétrole et de la montée en flèche du chômage dans ces provinces.

3 Le Québec sera l'une des trois seules provinces à connaître un accroissement de l'emploi en
4 2016, avec l'Ontario et la Colombie-Britannique, qui ont pour leur part pu profiter de la baisse
5 de la devise canadienne et de la hausse des investissements immobiliers. Au Québec, la
6 bonne tenue du marché du travail a permis de ramener le taux de chômage à près de 7 % et
7 d'accroître la rémunération brute de plus de 3 % au début de 2016. Au cours des six
8 premiers mois de l'année 2016, les ventes au détail ont augmenté de 4,9 %.

9 Bien que la consommation ait sensiblement progressé, l'investissement privé est en nette
10 diminution. Notamment, les achats des entreprises québécoises en machines et
11 équipements ont diminué de 34 % depuis quatre ans. Ce recul des immobilisations aura
12 certainement une incidence sur la croissance de l'activité économique des prochaines
13 années. Toutefois, la prévision de croissance de la population a été revue à la hausse par
14 rapport au *Plan d'approvisionnement 2014-2023*, ce qui pourrait pallier la moins forte
15 productivité due à la baisse de l'investissement.

16 Il reste que, malgré l'amélioration de la migration nette au cours des dernières années, la
17 population de 15 à 64 ans est appelée à diminuer de 112 500 entre 2015 et 2030, soit une
18 baisse moyenne de près de 7 500 personnes par année. La réduction du bassin potentiel de
19 main-d'œuvre affectera alors la population active et conséquemment, la croissance du PIB
20 potentiel.

21 Il est prévu que le PIB du Québec progressera de 1,4 % en 2016, de 1,6 % en 2017 et 2018,
22 mais à moyen et long termes, le vieillissement de la population ralentira l'évolution de
23 l'activité économique. Ainsi, la croissance du PIB au Québec devrait se limiter à 1,4 % à
24 l'horizon 2026.

1.2. Secteur Résidentiel

25 Le marché résidentiel au Québec est en mutation. Depuis plus de 10 ans, la construction de
26 maisons détachées diminue et ce phénomène s'est accéléré, avec une baisse de 50 % au
27 cours des cinq dernières années. On comptait en 2015 moins de 10 000 nouvelles maisons
28 détachées mises en chantier, soit le plus faible nombre jamais recensé en plus de 60 ans.
29 Par contre, la construction de logements collectifs (maisons contiguës et appartements) est
30 en légère hausse depuis 10 ans.

31 Un phénomène cyclique dans le marché résidentiel fait en sorte que la hausse du prix des
32 maisons a diminué l'abordabilité pour les jeunes ménages, qui doivent alors se tourner vers
33 les logements collectifs, moins onéreux. Ce facteur se jumelle à un changement
34 démographique. D'une part, depuis cinq ans, la population québécoise âgée de 25 à 54 ans
35 a diminué de 38 000 individus et sans l'arrivée de plus de 250 000 immigrants
36 internationaux, cette baisse aurait été beaucoup plus marquée. La réduction de cette cohorte
37 d'âge devrait perdurer jusqu'en 2021, selon les prévisions de l'Institut de la statistique du
38 Québec. D'autre part, la population de 75 ans et plus est en nette progression depuis 10 ans

1 et sa taille (620 000 individus en 2015) devrait encore doubler d'ici 20 ans, générant une
2 demande plus forte pour les appartements locatifs.

3 Au moment d'établir la prévision économique du Distributeur, la prévision disponible de la
4 SCHL (tirée de la publication *Perspectives du marché de l'habitation au Canada*) tablait sur
5 la construction de 35 000 unités de logement (-8 % par rapport à 2015) en 2016 et 2017.
6 Compte tenu du délai de construction et d'occupation des nouveaux logements, la
7 croissance du nombre de nouveaux abonnements résidentiels devrait ralentir au cours des
8 prochaines années.

9 Globalement, la population de 15 ans et plus au Québec devrait augmenter de 465 600
10 individus entre 2016 et 2026, soit un taux de croissance annuel moyen de 0,7 %. Il en
11 résultera un accroissement de 321 600 nouveaux abonnements résidentiels sur la même
12 période. À moyen et long termes, l'évolution du marché de l'habitation continuera d'être
13 modelée par les changements démographiques.

1.3. Secteur Commercial et institutionnel

14 La hausse de l'emploi et des ventes au détail au cours des derniers trimestres a stimulé
15 l'activité du secteur des services à court terme. Mesurée en termes de PIB, l'activité du
16 commerce a fait un bond de 4,5 % au cours des cinq premiers mois de 2016 et celle de
17 l'hébergement et de la restauration a grimpé de 6 %. Ces hausses sont cependant limitées
18 par le recul de l'activité dans les services publics, notamment les entreprises de services
19 publics (-3,8 %), l'information et la culture (-1,3 %), l'enseignement (-2 %) et l'administration
20 publique (-1,8 %). Malgré tout, la croissance du PIB des services sera plus forte en 2016.

21 Au cours des prochaines années, une relance des investissements privés et publics est
22 attendue. Le programme fédéral de financement des infrastructures, la construction du
23 nouveau pont Champlain, le remplacement de l'autoroute Bonaventure, la reconstruction de
24 l'échangeur Turcot et le système de train léger sur rail proposé par la Caisse de dépôt et
25 placement du Québec, notamment, vont avoir un effet stimulant pour la construction, le
26 secteur des services techniques et professionnels et le secteur manufacturier fournisseur de
27 matériel.

28 Selon la prévision retenue par le Distributeur, le PIB du secteur des services devrait croître
29 de 1,6 % en 2016. Un léger recul de la consommation de biens et services ramènera la
30 croissance du secteur à 1,5 % en 2017, mais la croissance annuelle moyenne devrait se
31 situer à 1,6 % sur la période 2018 à 2026.

1.4. Secteur Industriel

32 La dévaluation rapide du dollar canadien devait encourager la relance des exportations et le
33 secteur manufacturier québécois. Toutefois, les difficultés de l'industrie aéronautique, la
34 baisse des investissements privés et celle des échanges internationaux ont effacé cet
35 avantage. Les exportations internationales de biens, qui avaient bondi de 11 % en 2014 et
36 de 5 % en 2015, ont ralenti au deuxième trimestre de 2016.

1 Le volume de production a nettement ralenti dans les industries du textile, des produits
2 métalliques, des machines et des produits informatiques. Par contre, ces industries
3 n'occupent pas une place prépondérante dans le PIB de l'industrie manufacturière
4 québécoise et ne sont pas non plus les plus grandes consommatrices d'électricité. Pour leur
5 part, les industries du bois, des produits chimiques, du papier et des métaux primaires ont
6 tout de même progressé au cours des derniers trimestres, malgré la faiblesse de la demande
7 mondiale. Globalement, la croissance du PIB manufacturier est encore positive, mais
8 beaucoup moins soutenue que ce qui était attendu au début de 2016.

9 La réaction des pays au dernier ralentissement économique a été une dévaluation des
10 monnaies et une montée du protectionnisme, notamment aux États-Unis où une kyrielle de
11 mesures pour limiter l'accès au marché intérieur ont été mises en place. De plus, la fin de
12 l'entente sur le bois d'œuvre en octobre 2016 pourrait mettre fin à la forte progression de
13 cette industrie au Québec. Ces facteurs constituent des risques qui pourraient peser lourd
14 sur l'évolution du secteur de la fabrication.

15 Dans le secteur minier, le PIB de l'activité de l'extraction au Québec a continué de
16 progresser, malgré l'effondrement des prix des métaux de base et des minéraux rares au
17 cours des dernières années. La dévaluation de la devise canadienne a probablement permis
18 de compenser en partie la baisse des prix, permettant ainsi de maintenir la production.
19 Toutefois, la plupart des organismes faisant des prévisions sur le prix des métaux de base
20 n'anticipent pas de hausses significatives au cours des prochaines années, de sorte que la
21 progression du secteur minier sera plus lente que ce qui avait été anticipé avant la chute des
22 prix.

23 Dans le secteur de l'aluminium, les prix mondiaux (\$US/t) ont chuté de près de 40 % en
24 quatre ans à la suite de l'appréciation de la devise américaine et de la surcapacité mondiale
25 de production, notamment celle de la Chine et des pays de la région du golfe Persique, où
26 plusieurs usines sont entrées en production. En Amérique du nord, c'est plutôt l'inverse,
27 alors que la production a chuté de moitié au cours des 15 dernières années.

28 Depuis le début de 2016, le prix de l'aluminium (1 600 \$US/t) a crû légèrement mais
29 demeure largement sous le prix moyen (2 100 \$US/t) des huit dernières années. Au prix
30 actuel, les producteurs québécois seraient légèrement au-dessus du seuil de rentabilité. Les
31 stocks mondiaux resteront excédentaires à court terme, mais à moyen terme, la reprise des
32 investissements et le développement de nouveaux marchés généreront une hausse de la
33 demande mondiale d'environ 4 % par année.

34 Globalement, une reprise de l'économie mondiale devrait être bénéfique pour le secteur
35 industriel québécois, notamment avec la relance des économies ontarienne et américaine.
36 Toutefois, il existe de nombreuses craintes économiques et politiques. Outre l'obstruction
37 des marchés (Brexit et protectionnisme), on craint de plus en plus une détérioration des
38 marchés financiers. Ces risques ont amené un resserrement des conditions de crédit un peu
39 partout dans le monde, perceptible également au Canada depuis le milieu de l'année 2015,
40 selon l'enquête de la Banque du Canada. Il reste que les conditions économiques de base

- 1 sont favorables au Québec, avec un taux de change bas, le bas prix des intrants et la reprise
- 2 des investissements en infrastructure.

**TABLEAU 2A-1 :
COMPARAISON DES PRÉVISIONS ÉCONOMIQUES AU QUÉBEC**

(prévisionnistes)	(date de prévision)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
PIB du Québec¹, croissance annuelle en %												
Hydro-Québec Distribution	(juillet 2016)	1,4	1,6	1,6	1,5	1,5	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,4
Moyenne du consensus	(septembre 2016)	1,4	1,7									
Conference Board of Canada	(juillet 2016)	1,4	1,8									
IHS Global Insight	(juillet 2016)	1,6	1,9	2,1	2,1	2,2						
Mouvement Desjardins	(août 2016)	1,2	1,7	1,3	1,1	0,7						
Banque de Montréal	(juillet 2016)	1,4	1,6	1,5	1,3							
Banque TD	(juillet 2016)	1,3	1,7									
Banque Royale du Canada	(juin 2016)	1,5	1,7									
Banque Nationale du Canada	(juillet 2016)	1,3	1,4									
Banque Scotia	(juillet 2016)	1,5	1,7									
VM Banque Laurentienne	(août 2016)	1,4	1,5									
Banque CIBC	(août 2016)	1,5	1,8									
Ministère des Finances du Québec	(mars 2016)	1,5	1,6	1,6	1,5	1,4						
Emploi total au Québec, croissance annuelle en %												
Hydro-Québec Distribution	(juillet 2016)	0,5	0,8	0,8	0,7	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Moyenne du consensus	(septembre 2016)	0,6	0,8									
Conference Board of Canada	(juillet 2016)	0,5	0,9									
IHS Global Insight	(juillet 2016)	0,5	1,2	1,3	1,3	1,0						
Mouvement Desjardins	(août 2016)	0,4	0,7	0,4	0,2	0,1						
Banque de Montréal	(juillet 2016)	0,4	0,6									
Banque TD	(juillet 2016)	0,5	0,6									
Banque Royale du Canada	(juin 2016)	0,8	0,7									
Banque Nationale du Canada	(juillet 2016)	0,5	0,4									
Banque Scotia	(juillet 2016)	0,6	0,7									
VM Banque Laurentienne	(août 2016)	0,6	0,7									
Banque CIBC	(août 2016)	0,8	1,0									
Ministère des Finances du Québec	(mars 2016)	0,7	0,7									
PIB manufacturier du Québec¹, croissance annuelle en %												
Hydro-Québec	(juillet 2016)	2,7	2,4	1,7	1,7	1,6	1,7	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5
Conference Board of Canada	(juillet 2016)	0,6	2,5									
IHS Global Insight	(juillet 2016)	-1,3	1,3	1,8	1,9	1,0						
PIB services du Québec¹, croissance annuelle en %												
Hydro-Québec	(juillet 2016)	1,6	1,5	1,5	1,6	1,6	1,9	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5
Conference Board of Canada	(juillet 2016)	2,0	1,8									
IHS Global Insight	(juillet 2016)	2,1	2,4	2,3	2,3	2,4						
Rémunération des salariés¹, croissance annuelle en %												
Hydro-Québec	(juillet 2016)	0,8	1,0	0,7	1,0	1,1	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Conference Board of Canada	(juillet 2016)	2,2	1,1									
IHS Global Insight	(juillet 2016)	-0,5	2,1	2,2	2,6	2,4						

Note : Le Distributeur dépose la prévision du Conference Board of Canada sous pli confidentiel pour les années 2018 à 2026

¹ La croissance du 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.

1.5. Tableau récapitulatif des variables démographiques et économiques

**TABLEAU 2A-2 :
PRÉVISION DES 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)	6 887	6 932	6 975	7 017	7 060	7 105	7 153	7 202	7 253	7 303	7 353
Nouveaux abonnements résidentiels (milliers)	34,9	34,1	34,2	35,3	34,8	33,1	32,1	30,7	29,5	28,9	28,9
Croissance du PIB total ¹ (%)	1,4	1,6	1,6	1,5	1,5	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,4
Croissance du PIB manufacturier ¹ (%)	2,7	2,4	1,7	1,7	1,6	1,7	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5
Croissance du PIB tertiaire ¹ (%)	1,6	1,5	1,5	1,6	1,6	1,9	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5
Croissance de l'emploi total (%)	0,5	0,8	0,8	0,7	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Croissance de la rémunération des salariés ¹ (%)	0,8	1,0	0,7	1,0	1,1	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.

2. PRÉVISION DES VENTES D'ÉLECTRICITÉ PAR SECTEURS DE CONSOMMATION

1 La prévision de la demande repose sur l'information la plus récente dont dispose le
2 Distributeur.

3 Les deux grandes composantes de la prévision de la demande d'électricité au Québec sont
4 la prévision en énergie (en TWh), comprenant la prévision des ventes régulières par secteurs
5 de consommation et la prévision des besoins en énergie, ainsi que la prévision des besoins
6 réguliers du Distributeur en puissance (en MW), comprenant notamment la prévision de la
7 pointe d'hiver.

8 La prévision des ventes est présentée par secteurs de consommation : Résidentiel et
9 agricole, Commercial et institutionnel, Industriel et Réseaux municipaux et éclairage public.

10 Les modèles de prévision utilisés reflètent le comportement énergétique prévisible des
11 différents types de clients composant chacun des secteurs de consommation. La prévision
12 des ventes repose sur le positionnement de nombreuses hypothèses relatives aux facteurs
13 qui influencent l'évolution de la demande. Parmi ces hypothèses, on retrouve notamment
14 celles concernant les variables socioéconomiques, soit les prévisions démographiques
15 (population et abonnements) et les prévisions économiques (environnement économique et
16 monétaire, marché du travail et revenu personnel disponible, mises en chantier de
17 logements, produit intérieur brut par industries).

18 La prévision s'appuie également sur des hypothèses technico-économiques par marché (par
19 exemple, les taux de diffusion des appareils et les caractéristiques ou l'efficacité des
20 équipements) et sur des informations spécifiques ou générales sur les clients de grande
21 puissance.

22 La prévision du scénario de référence est établie en utilisant les valeurs les plus probables
23 des hypothèses sous-jacentes à la prévision. Des fourchettes d'encadrement de la prévision

- 1 (voir la section 2 de l'annexe 2B) quantifient des limites probabilistes de l'évolution de la
 2 demande.
- 3 La méthodologie de la prévision de long terme des ventes régulières d'électricité au Québec
 4 a été présentée en détail dans le cadre du dossier R-3864-2013¹. Les changements de
 5 paramètres ayant un impact significatif sur la prévision de la demande depuis le dernier plan
 6 d'approvisionnement se retrouvent à l'annexe 2E de la présente pièce.
- 7 En 2026, les ventes d'électricité devraient s'élever à 176,1 TWh. Cela représente une
 8 augmentation de 7,6 TWh sur la période 2016-2026 ou un taux annuel moyen de croissance
 9 de 0,4 %, soit environ 0,8 TWh par an. Cette augmentation est supérieure à celle observée
 10 sur la période 2006-2016. En effet, au cours de ces dix années, les ventes normalisées au
 11 Québec ont décliné de 1,7 TWh, principalement en raison de rationalisations et d'un contexte
 12 économique difficile pour le secteur Industriel.
- 13 C'est aux secteurs Résidentiel et agricole et Commercial et institutionnel que l'on doit
 14 l'essentiel de la croissance prévue (respectivement 56 % et 35 % de la croissance) sur la
 15 période 2016-2026. Le secteur Industriel grandes entreprises contribue pour seulement 6 %
 16 de la croissance au cours des 10 prochaines années.
- 17 Les résultats de la prévision de la demande en énergie sont présentés dans le tableau 2A-3.
 18 Pour les éléments d'explications, se référer à la section 2.3 du Plan.

**TABLEAU 2A-3 :
 PRÉVISION DES VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC**

En TWh	2016 ¹	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Croissance 2016-26	
												TWh	tx annuel moyen
Résidentiel et agricole	64,8	65,1	65,6	66,1	67,0	67,2	67,7	68,1	68,7	68,7	69,0	4,3	0,6%
Commercial et institutionnel	36,5	36,7	36,9	37,2	37,6	37,7	38,0	38,3	38,8	38,9	39,2	2,6	0,7%
Industriel PME	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	-0,1	-0,2%
Industriel grandes entreprises	53,4	53,0	53,7	54,1	54,4	53,2	53,3	53,5	53,8	53,8	53,9	0,5	0,1%
Alumineries	22,1	22,4	23,2	23,5	23,7	22,4	22,5	22,5	22,7	22,6	22,6	0,5	0,2%
Pâtes et papiers	12,6	11,8	11,5	11,2	10,9	10,8	10,7	10,5	10,4	10,2	10,1	-2,5	-2,2%
Pétrole et chimie	5,0	5,1	5,0	4,9	4,9	4,9	4,8	4,8	4,7	4,6	4,6	-0,4	-0,8%
Mines	3,6	3,7	3,8	4,0	4,1	4,3	4,4	4,6	4,8	4,9	5,1	1,5	3,6%
Sidérurgie, fonte et affinage	6,9	6,7	7,0	7,1	7,4	7,5	7,6	7,7	7,8	7,9	8,0	1,1	1,5%
Autres	3,3	3,2	3,3	3,3	3,3	3,3	3,4	3,4	3,4	3,5	3,5	0,2	0,7%
Réseaux municipaux et éclairage public	5,1	5,1	5,2	5,2	5,3	5,3	5,3	5,4	5,4	5,4	5,5	0,4	0,7%
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	168,5	168,6	170,1	171,2	172,8	171,9	172,9	173,8	175,2	175,3	176,1	7,6	0,4%

¹ Incluant les ventes publiées de janvier à juillet 2016, normalisées pour les conditions climatiques.

3. PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE ET HYPOTHÈSES DE TAUX DE PERTES

- 19 Les besoins en énergie visés par le Plan sont composés de la consommation visée par le
 20 Plan et des pertes de distribution et de transport. Par rapport à la prévision des ventes
 21 présentée dans la section précédente, la consommation visée par le Plan est obtenue en

¹ Voir notamment la pièce HQD-6, document 1 (B-0081).

1 additionnant à ces ventes l'usage interne, soit la consommation d'électricité par
 2 Hydro-Québec dans ses bâtiments et ses chantiers, puis en leur soustrayant la
 3 consommation hors réseau intégré. Celle-ci inclut les ventes dans les réseaux autonomes² et
 4 la demande alimentée par les groupes électrogènes mobiles.

5 Les pertes de distribution et de transport sont calculées en appliquant un taux de pertes
 6 global (distribution et transport confondus) à la consommation visée par le Plan. Pour les
 7 années 2016 et suivantes, l'hypothèse de taux de pertes global normalisé moyen retenue est
 8 de 7,3 %. Ce taux reflète les taux de pertes observés au cours des dernières années et tient
 9 compte de l'évolution prévue du taux de pertes (incluant l'impact sur les pertes du projet de
 10 la nouvelle ligne à 735 kV de la Chamouchouane-Bout-de-l'île). Le taux de pertes de
 11 transport de référence à l'année 2017 est de 6,0 %, retenu au dernier dossier tarifaire du
 12 Transporteur (dossier R-3981-2016). Le tableau 2A-4 résume ces hypothèses.

**TABLEAU 2A-4 :
 HYPOTHÈSES DE TAUX DE PERTES**

	2016 ¹	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Taux de pertes global	7,4%	7,3%	7,4%	7,3%	7,3%	7,3%	7,3%	7,3%	7,3%	7,3%	7,3%
Taux de pertes de transport	6,0%	6,0%	6,0%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%
Taux de pertes de distribution	1,3%	1,2%	1,3%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%

¹ Valeurs normalisées pour l'impact des conditions climatiques.

13 Le tableau 2A-5 présente la prévision des besoins en énergie visés par le Plan. D'ici 2026,
 14 ceux-ci progresseront d'environ 0,8 TWh par année, soit un taux annuel moyen de 0,4 %.

**TABLEAU 2A-5 :
 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	168,5	168,6	170,1	171,2	172,8	171,9	172,9	173,8	175,2	175,3	176,1	7,6	0,4%
+ Usage interne	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	-0,1	
- 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	168,7 ¹	168,8	170,2	171,4	172,9	172,0	172,9	173,8	175,3	175,4	176,2	7,5	0,4%
+ Pertes de distribution et de transport	12,6	12,3	12,5	12,5	12,6	12,5	12,6	12,6	12,8	12,8	12,8	0,3	0,2%
= Besoins visés par le Plan	181,2	181,1	182,8	183,9	185,5	184,5	185,5	186,5	188,1	188,2	189,0	7,7	0,4%
Impact des conditions climatiques (au 31 juillet 2016)	0,4												

¹ Inclut, en plus des éléments présentés, une quantité de 0,029 TWh 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 Ainsi que celles dans la municipalité de Rapides-des-Joachims, laquelle n'est pas rattachée au réseau d'Hydro-Québec et est alimentée par de la production située en Ontario.

4. PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES

1 L'exercice de prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver doit tenir compte non
2 seulement de la prévision des besoins en énergie, mais aussi de la consommation des
3 centrales du Producteur associée à l'électricité patrimoniale puisque le profil horaire de
4 l'électricité patrimoniale, tel qu'il est présenté dans le décret 1277-2001, l'inclut.

5 De plus, la prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver est établie à partir de celle
6 des besoins en énergie et inclut l'effacement de charge découlant des mesures de gestion
7 de la demande en puissance qui ne sont pas sous le contrôle d'Hydro-Québec. À ce sujet, se
8 référer à la section 2.4 de la pièce HQD-1, document 1.

9 Les besoins en puissance passeront de 37 711 MW pour la pointe d'hiver 2015-2016 à
10 39 931 MW pour celle de l'hiver 2025-2026. Cette croissance de 2 220 MW représente une
11 croissance annuelle moyenne d'environ 220 MW ou 0,6 %.

12 La prévision par usages est détaillée ci-après et présentée dans le tableau 2A-6.

4.1. Chauffage des locaux

13 Le chauffage des locaux au secteur Résidentiel et agricole représente 30 % des besoins en
14 puissance à la pointe d'hiver 2015-2016 et montre une hausse de 1 024 MW entre les hivers
15 2015-2016 et 2025-2026, soit un taux de croissance annuel moyen de 0,9 %. Cette
16 croissance provient notamment de l'ajout de nouveaux abonnements, d'une hausse du taux
17 de diffusion du chauffage électrique et de l'effritement prévu du parc biénergie. Ces éléments
18 de croissance sont atténués par le réchauffement climatique et le fait que les nouveaux
19 abonnements auront des besoins de chauffage moindres que les abonnements actuels
20 (meilleure enveloppe thermique et plus grande proportion d'appartements dans les mises en
21 chantiers).

22 Le chauffage des locaux au secteur Commercial et institutionnel compte pour 10 % des
23 besoins en puissance à l'hiver 2015-2016. Sur l'ensemble de la période, cette composante
24 affiche une croissance annuelle moyenne de 0,6 %. Les nouveaux abonnements et la
25 hausse du taux de diffusion du chauffage électrique constituent les principaux éléments
26 d'explication.

27 Au total, avec une part de 40 % à la pointe d'hiver 2015-2016 et un taux d'augmentation
28 moyen de 0,8 % par année, la contribution du chauffage des locaux à la croissance totale
29 des besoins en puissance se chiffre à 56 %.

4.2. Chauffage de l'eau au secteur Résidentiel et agricole

30 Le chauffage de l'eau au secteur Résidentiel et agricole compte pour 5 % des besoins en
31 puissance à la pointe d'hiver 2015-2016. Avec une progression de 124 MW sur la période ou
32 un taux de croissance moyen de 0,6 % par année, cet usage explique environ 6 % de la
33 hausse totale des besoins.

4.3. Industriel PME

1 Le secteur Industriel PME représente 4 % des besoins en puissance à la pointe d'hiver
 2 2015-2016. Il enregistre une décroissance de 23 MW entre les hivers 2015-2016 et
 3 2025-2026, soit un rythme de décroissance annuel moyen de 0,2 %.

4.4. Industriel grandes entreprises

4 Le secteur Industriel grandes entreprises représente 18 % des besoins en puissance à la
 5 pointe d'hiver 2015-2016. Avec une baisse prévue de 6 MW sur la période, ce secteur n'a
 6 pratiquement aucun impact sur la variation des besoins en puissance sur la période du Plan.

4.5. Autres usages

7 Cet ensemble d'usages englobe les électroménagers et l'éclairage du secteur Résidentiel et
 8 agricole, l'eau chaude et les usages de base du secteur Commercial et institutionnel,
 9 l'éclairage des voies publiques, le transport public, les réseaux de distribution municipaux,
 10 l'usage interne et la consommation des centrales du Producteur. Ces besoins résiduels
 11 représentent 33 % des besoins à la pointe d'hiver 2015-2016. Avec une croissance de
 12 886 MW sur la période, cette composante montre un rythme de croissance annuel moyen de
 13 0,7 %. La progression de l'ensemble de ces usages est à l'origine de 40 % de la hausse
 14 totale des besoins réguliers du Distributeur.

**TABLEAU 2A-6 :
 PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES**

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 MW	2015-25 tx annuel moyen
Valeurs normalisées pour les conditions climatiques¹													
Chauffage Résidentiel et agricole	11 310	11 330	11 430	11 560	11 700	11 836	11 959	12 069	12 169	12 257	12 334	1 024	0,9%
Chauffage Commercial et institutionnel	3 690	3 729	3 764	3 793	3 818	3 839	3 856	3 871	3 885	3 896	3 905	215	0,6%
Eau chaude Résidentiel et agricole	1 883	1 899	1 912	1 928	1 946	1 961	1 971	1 981	1 994	2 002	2 007	124	0,6%
Industriel PME	1 510	1 510	1 507	1 504	1 499	1 497	1 493	1 488	1 486	1 487	1 487	-23	-0,2%
Industriel grandes entreprises	6 702	6 526	6 618	6 658	6 675	6 606	6 628	6 649	6 670	6 681	6 696	-6	0,0%
Autres usages	12 615	12 635	12 715	12 785	12 870	12 939	13 063	13 184	13 295	13 397	13 501	886	0,7%
Besoins réguliers du Distributeur <i>(Besoins visés par le Plan)</i>	37 711	37 630	37 946	38 227	38 509	38 678	38 970	39 243	39 499	39 721	39 931	2 220	0,6%
Impact des conditions climatiques¹	-554												

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

5. ANALYSE DE SENSIBILITÉ PAR SECTEURS DE CONSOMMATION

15 Le Distributeur présente les sensibilités aux principales variables explicatives au
 16 tableau 2A-7 en termes d'élasticité. L'élasticité prix de la demande d'un produit quantifie
 17 l'impact d'un changement de son prix sur sa quantité demandée. Elle se définit comme étant
 18 le changement en pourcentage de la quantité demandée d'un bien, ici l'électricité, pour une
 19 variation de 1 % de son prix. L'élasticité revenu se définit comme étant le changement en
 20 pourcentage de la quantité demandée d'un produit, en l'occurrence l'électricité, pour une

- 1 variation de 1 % du revenu ou du PIB. Ces mesures ont l'avantage d'être insensibles aux
 2 unités de mesure et d'être comparables d'un bien à l'autre.
- 3 Pour le secteur Résidentiel et agricole, l'élasticité revenu de la demande se conçoit en
 4 termes de rémunération des salariés. Au secteur Commercial et institutionnel, il s'agit plutôt
 5 du PIB tertiaire. Pour les secteurs Industriel PME et Industriel grandes entreprises, il s'agit du
 6 PIB manufacturier.

**TABLEAU 2A-7 :
 ÉLASTICITÉS ET SENSIBILITÉS PAR SECTEURS DE CONSOMMATION**

	Court terme	Long terme
Élasticité prix de la demande		
Résidentiel et agricole	-0,05	sans objet
Commercial et institutionnel	-0,14	-0,29
Industriel PME	-0,02	-0,05
Industriel grandes entreprises	sans objet	sans objet
Élasticité revenu de la demande		
Résidentiel et agricole	0,20	sans objet
Commercial et institutionnel	0,25	0,52
Industriel PME	0,54	1,56
Industriel grandes entreprises	0,42	0,77
Sensibilité aux variables démographiques		
Résidentiel et agricole		
Δ 10 000 nouveaux abonnements	140 GWh	140 GWh

6. SUIVI DE LA PERFORMANCE PRÉVISIONNELLE

7 Comme proposé par le Distributeur dans le cadre du *Plan d'approvisionnement 2014-2023*³,
 8 cette section présente le suivi de la performance de la prévision depuis l'introduction des
 9 nouveaux modèles de prévision développés en 2012. Les résultats sont présentés par
 10 secteurs de consommation et sous-secteurs industriels, ainsi que pour les ventes totales, les
 11 besoins en énergie et les besoins en puissance à la pointe d'hiver. Toutefois, l'historique des
 12 écarts de prévision est trop court pour réaliser des tests statistiques spécifiques à la
 13 performance prévisionnelle.

14 L'horizon de prévision un an est celui qui dispose du plus grand nombre d'écarts de
 15 prévision. Pour les besoins totaux en énergie, la performance prévisionnelle présente un
 16 écart moyen de 1,0 % et une erreur-type de 1,6 %. Pour ce qui est de la prévision des
 17 besoins à la pointe des deux prochains hivers (horizons un et deux ans), les écarts moyens

³ Pièce HQD-6, document 1 (B-0081) du dossier R-3864-2013, page 19.

- 1 sont respectivement de 0,2 % et 0,3 %, avec des erreurs-types respectives de 0,6 % et
 2 1,1 %.
- 3 Par ailleurs, le Distributeur a pris acte de la surestimation observée à ce jour de la prévision
 4 des secteurs Résidentiel et agricole et Industriel PME. Il a donc apporté certains ajustements
 5 aux paramètres de ces modèles.

TABLEAU 2A-8 :
PERFORMANCE DE LA PRÉVISION DES VENTES PAR SECTEURS DE CONSOMMATION
ÉCARTS ENTRE LES VENTES PRÉVUES ET RÉELLES

	Horizon	Nombre de résultats disponibles		Écart moyen *	Erreur-type RCMCE **
Résidentiel et agricole					
	à 1 an	3	(2013, 2014, 2015)	1,49%	1,85%
	à 2 ans	2	(2014, 2015)	1,60%	1,87%
	à 3 ans	1	(2015)	1,91%	1,91%
Commercial et institutionnel					
	à 1 an	3	(2013, 2014, 2015)	-0,20%	0,77%
	à 2 ans	2	(2014, 2015)	-0,74%	0,80%
	à 3 ans	1	(2015)	-0,77%	0,77%
Industriel PME					
	à 1 an	3	(2013, 2014, 2015)	1,73%	2,23%
	à 2 ans	2	(2014, 2015)	6,87%	6,99%
	à 3 ans	1	(2015)	10,45%	10,45%
Industriel GE					
	à 1 an	3	(2013, 2014, 2015)	0,70%	2,41%
	à 2 ans	2	(2014, 2015)	0,95%	3,67%
	à 3 ans	1	(2015)	8,51%	8,51%
Réseaux municipaux					
	à 1 an	3	(2013, 2014, 2015)	-0,20%	1,25%
	à 2 ans	2	(2014, 2015)	-0,10%	0,62%
	à 3 ans	1	(2015)	1,41%	1,41%
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC					
	à 1 an	3	(2013, 2014, 2015)	0,84%	1,43%
	à 2 ans	2	(2014, 2015)	1,10%	1,33%
	à 3 ans	1	(2015)	3,86%	3,86%

* Moyenne des écarts en pourcentage entre les ventes prévues et réelles

** La racine carrée de la moyenne du carré des écarts en pourcentage entre les ventes prévues et réelles

** RCMCE = Racine ($\sum \text{écart}^2$ / nb)

TABLEAU 2A-9 :
PERFORMANCE DE LA PRÉVISION DES VENTES PAR SOUS-SECTEURS INDUSTRIELS
ÉCARTS ENTRE LES VENTES PRÉVUES ET RÉELLES

	Horizon	Nombre de résultats disponibles		Écart moyen *	Erreur-type RCMCE **
Pâtes et papiers					
	à 1 an	3	(2013, 2014, 2015)	-7,79%	10,19%
	à 2 ans	2	(2014, 2015)	-12,04%	13,37%
	à 3 ans	1	(2015)	-13,21%	13,21%
Pétrole et chimie					
	à 1 an	3	(2013, 2014, 2015)	5,68%	5,97%
	à 2 ans	2	(2014, 2015)	8,50%	8,86%
	à 3 ans	1	(2015)	10,83%	10,83%
Mines					
	à 1 an	3	(2013, 2014, 2015)	4,55%	5,60%
	à 2 ans	2	(2014, 2015)	11,64%	11,75%
	à 3 ans	1	(2015)	18,37%	18,37%
Sidérurgie, fonte et affinage					
	à 1 an	3	(2013, 2014, 2015)	12,44%	12,98%
	à 2 ans	2	(2014, 2015)	21,75%	21,82%
	à 3 ans	1	(2015)	31,45%	31,45%
Divers manufacturiers					
	à 1 an	3	(2013, 2014, 2015)	0,78%	1,69%
	à 2 ans	2	(2014, 2015)	0,86%	3,41%
	à 3 ans	1	(2015)	13,17%	13,17%
Alumineries					
	à 1 an	3	(2013, 2014, 2015)	0,28%	5,21%
	à 2 ans	2	(2014, 2015)	-1,25%	11,28%
	à 3 ans	1	(2015)	11,18%	11,18%

* Moyenne des écarts en pourcentage entre les ventes prévues et réelles

** La racine carrée de la moyenne du carré des écarts en pourcentage entre les ventes prévues et réelles

** RCMCE = Racine ($(\sum \text{écart}^2) / \text{nb}$)

TABLEAU 2A-10 :
PERFORMANCE DE LA PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE
ÉCARTS ENTRE LA DEMANDE PRÉVUE ET RÉELLE

Horizon	Nombre de résultats disponibles		Écart moyen *	Erreur-type RCMCE **
Besoins en énergie				
à 1 an	3	(2013, 2014, 2015)	0,99%	1,66%
à 2 ans	2	(2014, 2015)	1,44%	1,56%
à 3 ans	1	(2015)	4,24%	4,24%
Besoins en puissance à la pointe d'hiver				
à 1 an	4	(2013, 2014, 2015,2016)	0,17%	0,59%
à 2 ans	3	(2014, 2015,2016)	0,34%	1,14%
à 3 ans	2	(2015,2016)	0,26%	0,59%
à 4 ans	1	(2016)	1,95%	1,95%

* Moyenne des écarts en pourcentage entre les besoins prévus et réels

** La racine carrée des moyennes des carrés des écarts entre les besoins prévus et réels

** RCMCE = Racine ($\sum \text{écart}^2$) / nb)

- 1 En complément à ce suivi de performance, le Distributeur fournit également les coefficients
- 2 de détermination R^2 des modèles et la significativité des variables retenues.

TABLEAU 2A-11 :
COEFFICIENTS DE DÉTERMINATION R^2 DES MODÈLES DE PRÉVISION

Secteur	Plan d'approvisionnement R-3986-2016
Résidentiel et agricole	99,8%
Commercial	99,6%
Institutionnel	99,6%
Industriel PME	91,3%
Pâtes et papiers	92,2%
Pétrole et chimie	86,1%
Mines	95,8%
Sidérurgie, fonte et affinage	89,6%
Divers manufacturiers	86,5%
Réseaux municipaux	99,0%
Transport public	87,3%
Commercial et institutionnel	
Grandes entreprises	92,7%
Éclairage public	98,4%
Besoins en puissance à la pointe	99,2%

TABLEAU 2A-12 :
VARIABLES RETENUES DANS LES MODÈLES DE PRÉVISION

Secteur de consommation	Variables explicatives dans les modèles de prévision
Résidentiel et agricole	Variable composite usage chauffage** (incluant Taux de diffusion du chauffage électrique, Consommation unitaire du chauffage électrique, Rémunération des salariés, Degrés-jours de chauffage), Variable composite usage climatisation* (incluant Taux de diffusion de la climatisation, Consommation unitaire de la climatisation, Rémunération des salariés, Degrés-jours de climatisation), Variable composite autres usages** (incluant Taux de diffusion des autres usages, Consommation unitaire des autres usages, Rémunération des salariés, Prix de l'électricité), Stock de logements**
Commercial	Variable composite usage chauffage** (incluant Taux de diffusion du chauffage électrique, Consommation unitaire du chauffage électrique, Population de 15 ans et plus, PIB secteur des services, Emploi secteur des services, Prix de l'électricité, Degrés-jours de chauffage), Variable composite usage climatisation** (incluant Taux de diffusion de la climatisation, Consommation unitaire de la climatisation, Population de 15 ans et plus, PIB secteur des services, Emploi secteur des services, Prix de l'électricité, Degrés-jours de climatisation), Variable composite autres usages** (incluant Taux de diffusion des autres usages, Consommation unitaire des autres usages, Population de 15 ans et plus, PIB secteur des services, Emploi secteur des services, Prix de l'électricité)
Institutionnel	Variable composite usage chauffage** (incluant Taux de diffusion du chauffage électrique, Consommation unitaire du chauffage électrique, Population de 15 ans et plus, PIB secteur public, Emploi secteur public, Prix de l'électricité, Degrés-jours de chauffage), Variable composite usage climatisation** (incluant Taux de diffusion de la climatisation, Consommation unitaire de la climatisation, Population de 15 ans et plus, PIB secteur public, Emploi secteur public, Prix de l'électricité, Degrés-jours de climatisation), Variable composite autres usages** (incluant Taux de diffusion des autres usages, Consommation unitaire des autres usages, Population de 15 ans et plus, PIB secteur public, Emploi secteur public, Prix de l'électricité)
Réseaux municipaux	Degrés-jours de chauffage**, Degrés-jours de climatisation, Rémunération des salariés**, Population de 15 ans et plus**, Emploi total**, PIB total**
Transport public	Degrés-jours de chauffage**, Rémunération des salariés**, Population de 15 ans et plus**, Emploi total**, PIB total**
Éclairage public	Rémunération des salariés**, Population de 15 ans et plus**, Emploi total**, PIB total**
PME industriel	Degrés-jours de chauffage**, Degrés-jours de climatisation*, Variable composite économique** (incluant PIB manufacturier et Emploi manufacturier), Taux de change**, Population de 15 ans et plus**
Pâtes et papiers	Nombre d'abonnements**, PIB pâtes et papiers**, PIB industrie Information et culturel**
Mines	Nombre d'abonnements**, PIB extraction minière**, PIB total, PIB première transformation des métaux**
Divers manufacturiers	Nombre d'abonnements**, Emploi manufacturier**, PIB manufacturier**
Sidérurgie, fonte et affinage	Nombre d'abonnements**, PIB industries de biens durables**, PIB première transformation des métaux**
Pétrole et chimie	Nombre d'abonnements**, PIB industries de biens durables**, PIB industries de biens non durables, Taux de change**

* Significatif à 10% ** Significatif à 5%

ANNEXE 2B :

**SCÉNARIOS D'ENCADREMENT
ET ALÉAS DE LA DEMANDE**

TABLE DES MATIÈRES

1. ALÉAS DE LA DEMANDE.....	29
1.1. Aléa climatique.....	29
1.2. Aléa sur la demande prévue	32
1.2.1. Aléa sur la demande en énergie prévue.....	32
1.2.2. Aléa sur la demande en puissance prévue.....	33
1.3. Aléa global	34
1.4. Comparaisons par rapport à l'état d'avancement 2015 et au <i>Plan d'approvisionnement 2014-2023</i>	35
1.4.1. Aléa climatique	35
1.4.2. Aléa sur la demande prévue.....	35
1.4.3. Aléa global.....	35
2. FOURCHETTES D'ENCADREMENT DE LA PRÉVISION.....	37

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 2B-1 : Aléa climatique sur les besoins annuels en énergie	29
Tableau 2B-2 : Aléa climatique sur les besoins en puissance à la pointe d'hiver.....	31
Tableau 2B-3 : Aléa de la prévision des besoins annuels en énergie	33
Tableau 2B-4 : Aléa de la prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver.....	34
Tableau 2B-5 : Aléa global sur les besoins annuels en énergie	34
Tableau 2B-6 : Aléa global sur les besoins en puissance à la pointe d'hiver	34
Tableau 2B-7 : Comparaison par rapport à l'état d'avancement 2015 et au <i>Plan d'approvisionnement 2014-2023</i> – Aléas sur les besoins en énergie	36
Tableau 2B-8 : Comparaison par rapport à l'état d'avancement 2015 et au <i>Plan d'approvisionnement 2014-2023</i> – Aléas sur les besoins en puissance à la pointe d'hiver	37
Tableau 2B-9 : Fourchettes d'encadrement de la prévision de la demande – Besoins en énergie	38
Tableau 2B-10 : Fourchettes d'encadrement de la prévision de la demande – Besoins en puissance à la pointe d'hiver	38

LISTE DES FIGURES

Figure 2B-1 : Aléa climatique sur les besoins annuels en énergie – Année 2021	30
Figure 2B-2 : Aléa climatique sur les besoins en énergie Période de janvier à mars et d'octobre à décembre – Année 2021.....	31
Figure 2B-3 : Aléa climatique sur les besoins en puissance à la pointe d'hiver – Hiver 2020-2021	32
Figure 2B-4 : Histogramme de l'aléa de la prévision des besoins en énergie – Année 2021 (horizon cinq ans).....	33

1. ALÉAS DE LA DEMANDE

1 L'analyse de la prévision de la demande présentée dans l'annexe 2A a porté sur les besoins
2 énergétiques découlant du scénario de prévision de référence, à conditions climatiques
3 normales. Or, ces besoins sont soumis à des aléas importants, qu'on divise en deux types :

- 4 • l'aléa climatique ;
- 5 • l'aléa sur la demande prévue (à conditions climatiques normales).

6 Les aléas sur les besoins sont présentés ci-dessous de même que leur impact combiné (aléa
7 global). Ces aléas s'appliquent sur la prévision des besoins en énergie visés par le Plan et
8 des besoins en puissance à la pointe d'hiver.

1.1. Aléa climatique

9 L'aléa climatique représente l'impact des conditions climatiques sur les besoins d'électricité
10 (principalement à des fins de chauffage et de climatisation) par rapport au scénario à
11 conditions climatiques normales. L'aléa climatique est un aléa de court terme dont l'ampleur
12 varie d'un mois à l'autre au cours d'une année.

13 Cet aléa entraîne des variations horaires de la demande autour du profil de consommation
14 prévu à conditions climatiques normales. L'estimation de l'aléa climatique est obtenue à
15 partir de 315 simulations horaires chronologiques des besoins prévus en fonction des
16 conditions climatiques observées sur la période 1971 à 2015. Ces simulations sont établies
17 dans le cadre de la prévision du profil horaire des besoins du Distributeur.

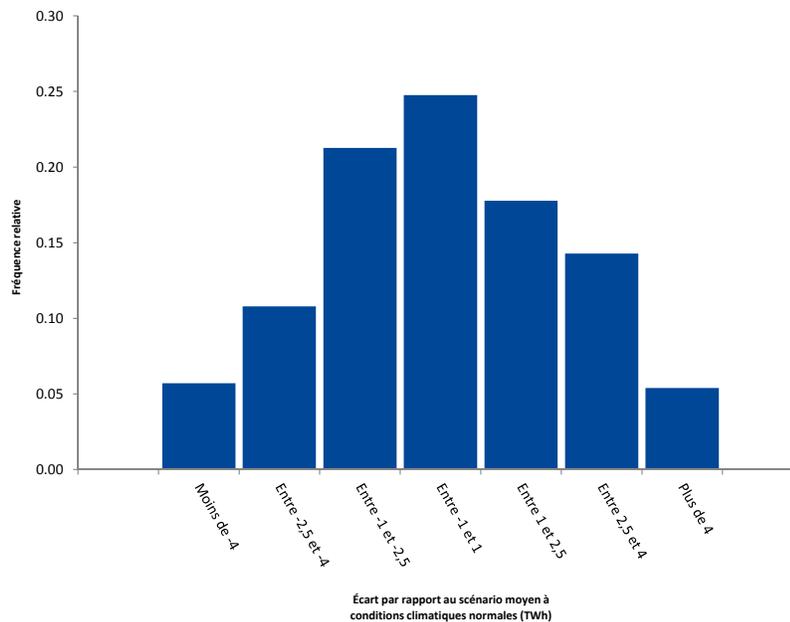
18 La simulation des besoins de l'année 2021 (horizon cinq ans) montre que l'écart type en
19 énergie de l'aléa climatique est de 2,5 TWh. Les résultats sont pratiquement les mêmes pour
20 chacune des années du Plan, comme il appert du tableau 2B-1.

TABLEAU 2B-1 :
ALÉA CLIMATIQUE SUR LES BESOINS ANNUELS EN ÉNERGIE

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Écart type (TWh)	2,4	2,4	2,5	2,5	2,5	2,5	2,6	2,6	2,6	2,6
Coefficient de variation	1,3%	1,3%	1,3%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%

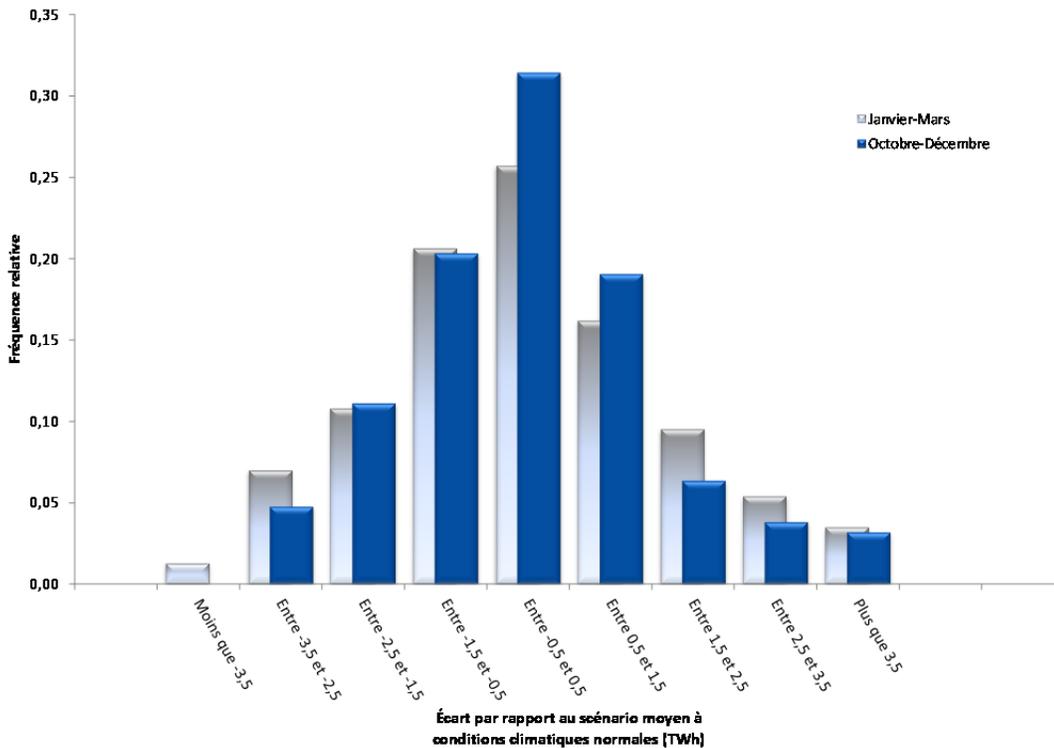
21 Sous les conditions climatiques de l'année la plus froide répertoriée, les besoins annuels de
22 2021 seraient supérieurs de 4,8 TWh à ceux d'une année moyenne. À l'opposé, les
23 conditions climatiques de l'année la plus chaude considérée entraîneraient des besoins
24 d'environ 5,4 TWh sous la normale. La distribution de probabilité de l'aléa climatique sur les
25 besoins en énergie de l'année 2021 est présentée à la figure 2B-1.

**FIGURE 2B-1 :
ALÉA CLIMATIQUE SUR LES BESOINS ANNUELS EN ÉNERGIE
ANNÉE 2021**



- 1 Toujours à partir des 315 simulations des besoins prévus, la figure 2B-2 présente l'aléa
- 2 climatique sur les besoins en énergie pour le premier et le dernier trimestres de l'année
- 3 2021. Ces résultats montrent que les besoins en énergie pour ces deux trimestres ont, face
- 4 aux conditions climatiques, une variabilité importante.

**FIGURE 2B-2 :
ALÉA CLIMATIQUE SUR LES BESOINS EN ÉNERGIE
PÉRIODE DE JANVIER À MARS ET D'OCTOBRE À DÉCEMBRE – ANNÉE 2021**



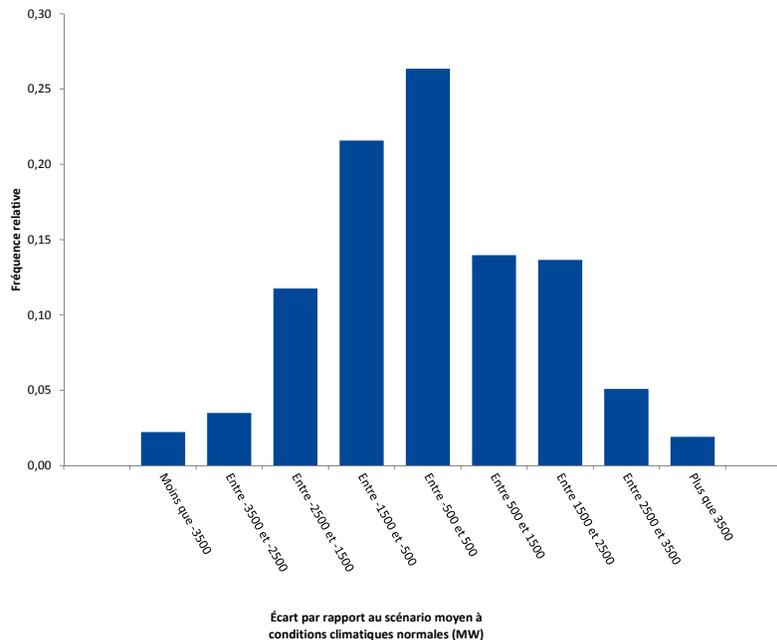
- 1 En puissance, le tableau 2B-2 donne l'estimation de l'écart type de l'aléa climatique sur les besoins à la pointe des hivers 2016-2017 à 2025-2026.
- 2

**TABLEAU 2B-2 :
ALÉA CLIMATIQUE SUR LES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER**

	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26
Écart type (MW)	1530	1560	1560	1570	1590	1610	1630	1640	1650	1660
Coefficient de variation	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,2%	4,2%	4,2%

- 3 La figure 2B-3 illustre la distribution de probabilité de l'aléa climatique sur les besoins en
- 4 puissance à la pointe de l'hiver 2020-2021. Dans les cas extrêmes, l'impact des conditions
- 5 climatiques peut atteindre plus de 4 000 MW.

**FIGURE 2B-3 :
ALÉA CLIMATIQUE SUR LES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER
HIVER 2020-2021**



1.2. Aléa sur la demande prévue

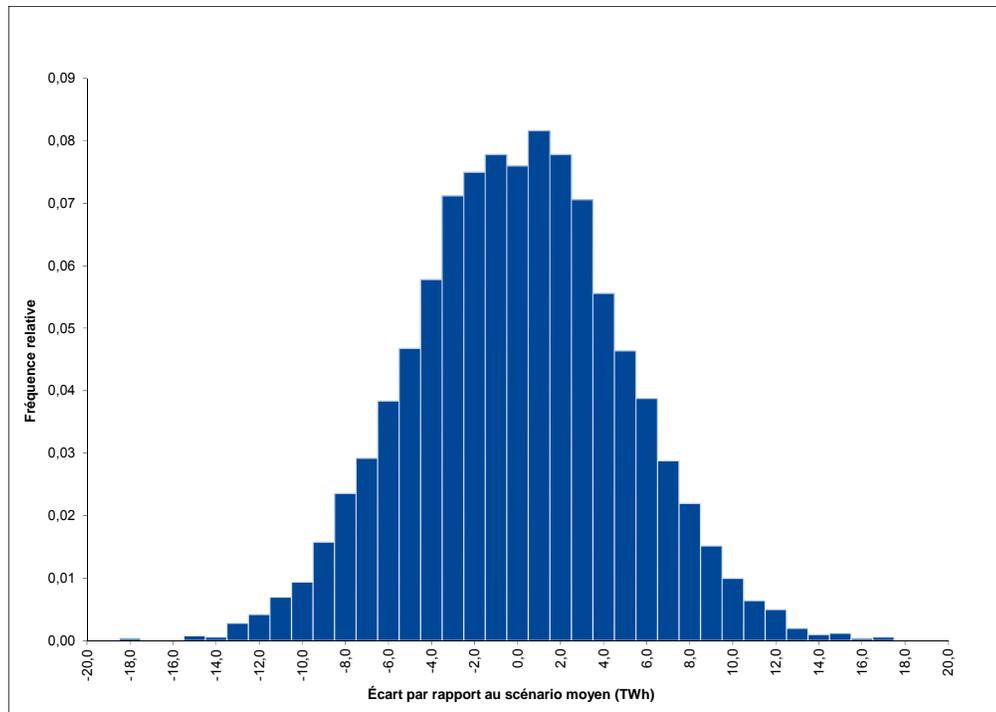
- 1 L'aléa sur la demande prévue provient de l'aléa associé aux variables économiques et
- 2 démographiques, ainsi qu'aux erreurs intrinsèques à la modélisation de l'impact de ces
- 3 variables sur la prévision de la demande d'électricité.

1.2.1. Aléa sur la demande en énergie prévue

- 4 Pour chaque année de l'horizon de prévision, le Distributeur estime, sur la base d'une
- 5 méthode de simulation Monte Carlo, une distribution de probabilité des valeurs possibles des
- 6 besoins annuels en énergie (à conditions climatiques normales). Cette approche a été
- 7 décrite plus en détail au dossier R-3648-2007 – Phase 2⁴.
- 8 La figure 2B-4 illustre une telle distribution pour l'année 2021, soit à l'horizon cinq ans.

⁴ Section 1.2 de l'annexe 2E de la pièce HQD-1, document 2.

**FIGURE 2B-4 :
HISTOGRAMME DE L'ALÉA DE LA PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE
ANNÉE 2021 (HORIZON CINQ ANS)**



- 1 Le tableau 2B-3 présente l'estimation de l'écart type (en TWh) et du coefficient de variation
- 2 (en pourcentage) des besoins en énergie découlant des distributions de probabilité établies
- 3 pour les années 2017 à 2026.

**TABLEAU 2B-3 :
ALÉA DE LA PRÉVISION DES BESOINS ANNUELS EN ÉNERGIE**

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Écart type (TWh)	2,6	3,0	3,5	4,5	5,4	5,8	6,1	6,3	7,1	7,8
Coefficient de variation	1,4%	1,7%	1,9%	2,4%	2,9%	3,1%	3,3%	3,3%	3,8%	4,1%

1.2.2. Aléa sur la demande en puissance prévue

- 4 L'aléa sur la demande en puissance prévue provient d'une part, de l'aléa associé aux
- 5 besoins annuels en énergie et leur structure par usages, et d'autre part, des erreurs
- 6 intrinsèques à la modélisation du profil de consommation qu'on applique aux besoins en
- 7 énergie prévus par usages pour obtenir la prévision des besoins en puissance à la pointe
- 8 d'hiver.

- 1 Le tableau 2B-4 présente l'estimation de l'écart type (en MW) et du coefficient de variation
 2 (en pourcentage) de la prévision des besoins en puissance à la pointe des hivers 2016-2017
 3 à 2025-2026.

TABLEAU 2B-4 :
ALÉA DE LA PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER

	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26
Écart type (MW)	720	830	940	1070	1280	1450	1590	1650	1690	1810
Coefficient de variation	1,9%	2,2%	2,5%	2,8%	3,3%	3,7%	4,0%	4,2%	4,3%	4,5%

1.3. Aléa global

- 4 L'aléa global se définit par la combinaison indépendante de l'aléa climatique et de l'aléa sur
 5 la demande prévue.
- 6 Sur la base de cette hypothèse, le tableau 2B-5 présente l'écart type et le coefficient de
 7 variation obtenu pour l'aléa global sur les besoins en énergie des années 2017 à 2026. Pour
 8 l'année 2021 (horizon cinq ans), l'écart type de l'aléa global représente 5,9 TWh.

TABLEAU 2B-5 :
ALÉA GLOBAL SUR LES BESOINS ANNUELS EN ÉNERGIE

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Écart type (TWh)	3,5	3,9	4,2	5,1	5,9	6,3	6,6	6,8	7,5	8,2
Coefficient de variation	2,0%	2,1%	2,3%	2,8%	3,2%	3,4%	3,5%	3,6%	4,0%	4,3%

- 9 Le tableau 2B-6 fournit l'information équivalente pour les besoins en puissance à la pointe
 10 des hivers 2016-2017 à 2025-2026. L'écart type de l'aléa global de la pointe de l'hiver
 11 2019-2020 atteint 1 900 MW.

TABLEAU 2B-6 :
ALÉA GLOBAL SUR LES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER

	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26
Écart type (MW)	1690	1760	1830	1900	2040	2170	2270	2330	2370	2460
Coefficient de variation	4,5%	4,6%	4,8%	4,9%	5,3%	5,6%	5,8%	5,9%	6,0%	6,2%

1.4. Comparaisons par rapport à l'état d'avancement 2015 et au *Plan d'approvisionnement 2014-2023*

1.4.1. Aléa climatique

1 L'aléa climatique évolue essentiellement en fonction de la charge de chauffage des locaux et
2 ainsi, du nombre de clients chauffés à l'électricité. Par rapport à l'état d'avancement 2015 et
3 au *Plan d'approvisionnement 2014-2023*, l'aléa climatique sur les besoins en énergie est
4 revu légèrement à la hausse, notamment en raison de l'ajout de conditions climatiques
5 historiques très froides dans l'ensemble des conditions climatiques simulées. Les écarts
6 varient entre 0,1 et 0,2 TWh sur un horizon de cinq ans.

7 Pour ce qui est de l'aléa climatique en puissance, il est également revu à la hausse par
8 rapport à celui de l'état d'avancement 2015 et du *Plan d'approvisionnement 2014-2023*. Les
9 écarts sont compris entre 0 et 110 MW pour chacun des hivers de l'horizon quatre ans des
10 besoins en puissance.

1.4.2. Aléa sur la demande prévue

11 Par rapport à l'état d'avancement 2015, l'écart type de l'aléa de la prévision des besoins en
12 énergie est pratiquement inchangé à l'horizon cinq ans, à l'exception d'une hausse de
13 0,4 TWh à l'horizon quatre ans. Cette dernière s'explique par l'incertitude propre à l'année
14 2020 en ce qui concerne la réalisation des projets d'investissement dans le secteur de
15 l'aluminium.

16 Par ailleurs, cet aléa est sensiblement égal à celui du *Plan d'approvisionnement 2014-2023*
17 pour les horizons un à trois ans et supérieur pour les horizons quatre et cinq ans. Ainsi, la
18 variation de l'écart type est de 0,6 TWh à l'horizon quatre ans et de 0,8 TWh à l'horizon cinq
19 ans en raison d'une hausse du risque relatif à la demande des forts consommateurs des
20 secteurs de l'aluminium et des métaux. Le risque sur la prévision des besoins en puissance
21 est sensiblement le même que celui de l'état d'avancement 2015 et du *Plan*
22 *d'approvisionnement 2014-2023*, avec des variations de l'écart type entre -30 et 60 MW sur
23 les horizons un à quatre ans.

1.4.3. Aléa global

24 Les comparaisons de l'aléa climatique, de l'aléa sur la demande prévue et de l'aléa global du
25 présent plan d'approvisionnement par rapport à l'état d'avancement 2015 et au *Plan*
26 *d'approvisionnement 2014-2023* sont présentées aux tableaux 2B-7 et 2B-8. Les écarts
27 associés à l'aléa global découlent de la combinaison des changements à l'aléa climatique et
28 à l'aléa sur la demande prévue.

**TABLEAU 2B-7 :
COMPARAISON PAR RAPPORT À L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2015
ET AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023
ALÉAS SUR LES BESOINS EN ÉNERGIE**

	horizon ¹	1 an	2 ans	3 ans	4 ans	5 ans
Écart p/r à l'état d'avancement 2015						
Aléa climatique						
Écart type (TWh)		0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Coefficient de variation		0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%
Aléa sur la demande prévue						
Écart type (TWh)		0,1	0,0	0,0	0,4	-0,1
Coefficient de variation		0,0%	0,1%	0,0%	0,2%	0,0%
Aléa global						
Écart type (TWh)		0,1	0,1	0,0	0,4	-0,1
Coefficient de variation		0,1%	0,0%	0,0%	0,3%	0,0%
Écart p/r au Plan d'approvisionnement 2014-2023						
Aléa climatique						
Écart type (TWh)		0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Coefficient de variation		0,1%	0,1%	0,1%	0,2%	0,2%
Aléa sur la demande prévue						
Écart type (TWh)		-0,1	0,1	0,0	0,6	0,8
Coefficient de variation		-0,1%	0,1%	0,0%	0,3%	0,4%
Aléa global						
Écart type (TWh)		0,0	0,3	0,0	0,6	0,7
Coefficient de variation		0,1%	0,1%	0,0%	0,4%	0,4%

¹ Dans le cas du Plan d'approvisionnement 2017-2026, l'horizon 1 an correspond à l'année 2017.

TABLEAU 2B-8 :
COMPARAISON PAR RAPPORT À L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2015
ET AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023
ALÉAS SUR LES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER

	horizon ¹	1 an	2 ans	3 ans	4 ans
Écart p/r à l'état d'avancement 2015					
Aléa climatique					
Écart type (MW)		50	30	10	0
Coefficient de variation		0,2%	0,1%	0,1%	0,1%
Aléa sur la demande prévue					
Écart type (MW)		40	-30	-10	0
Coefficient de variation		0,1%	0,0%	0,1%	0,1%
Aléa global					
Écart type (MW)		50	10	20	0
Coefficient de variation		0,2%	0,1%	0,1%	0,0%
Écart p/r au Plan d'approvisionnement 2014-2023					
Aléa climatique					
Écart type (MW)		70	110	70	60
Coefficient de variation		0,2%	0,2%	0,1%	0,1%
Aléa sur la demande prévue					
Écart type (MW)		60	40	20	20
Coefficient de variation		0,1%	0,1%	0,0%	0,0%
Aléa global					
Écart type (MW)		80	100	80	60
Coefficient de variation		0,2%	0,2%	0,1%	0,1%

¹ Dans le cas du Plan d'approvisionnement 2017-2026, l'horizon 1 an correspond à la pointe d'hiver 2016-2017.

2. FOURCHETTES D'ENCADREMENT DE LA PRÉVISION

- 1 Le Distributeur présente dans les tableaux 2B-9 et 2B-10 les fourchettes d'encadrement de
- 2 la prévision de la demande du présent plan d'approvisionnement. Elles se fondent sur les
- 3 estimations de l'aléa sur la demande prévue à conditions climatiques normales, comme
- 4 présentées à la section 1 de la présente annexe, donc sur des distributions de probabilités
- 5 des valeurs possibles de variables démographiques et économiques.
- 6 Les fourchettes d'encadrement présentent un scénario de demande faible et un scénario de
- 7 demande forte couvrant une probabilité d'occurrence d'environ 80 % et correspondant à plus
- 8 ou moins 1,3 écart type par rapport au scénario de référence des besoins prévus.

**TABLEAU 2B-9 :
FOURCHETTES D'ENCADREMENT DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE
BESOINS EN ÉNERGIE**

En TWh	2016 ¹	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Croissance 2016-2026	
												TWh	tx annuel moyen
Besoins en énergie moins 1,3 écart type	180,3	177,7	178,8	179,4	179,7	177,5	178,0	178,6	179,9	179,0	178,9	-1,4	-0,1%
Besoins en énergie prévus	181,2	181,1	182,8	183,9	185,5	184,5	185,5	186,5	188,1	188,2	189,0	7,7	0,4%
Besoins en énergie plus 1,3 écart type	182,2	184,5	186,7	188,3	191,3	191,5	193,0	194,4	196,2	197,4	199,1	16,9	0,9%

¹Incluant les besoins réels de janvier à juillet 2016 normalisés pour les conditions climatiques.

**TABLEAU 2B-10 :
FOURCHETTES D'ENCADREMENT DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE
BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER**

En MW	2015/16 ¹	2016/17	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 moins 1,3 écart type	37 711	36 698	36 874	37 002	37 118	37 019	37 086	37 181	37 356	37 519	37 571	-140	0,0%
Besoins en puissance prévus	37 711	37 630	37 946	38 227	38 509	38 678	38 970	39 243	39 499	39 721	39 931	2 220	0,6%
Besoins en puissance plus 1,3 écart type	37 711	38 562	39 019	39 453	39 900	40 337	40 854	41 305	41 642	41 922	42 290	4 579	1,2%

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 2C :

**COMPARAISON AVEC LE DERNIER ÉTAT D'AVANCEMENT PUBLIÉ
ET AVEC LE *PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023***

TABLE DES MATIÈRES

1. COMPARAISON DE LA PRÉVISION AVEC CELLE DU DERNIER ÉTAT D'AVANCEMENT DU <i>PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023</i>	43
1.1 Comparaison des ventes par secteurs de consommation	43
1.2 Comparaison des taux de pertes de transport et de distribution	44
1.3 Comparaison des besoins en énergie	45
1.4 Comparaison des besoins en puissance à la pointe d'hiver par usages	45
2. COMPARAISON DE LA PRÉVISION AVEC CELLE DU <i>PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023</i>	48
2.1 Comparaison des ventes par secteurs de consommation	48
2.2 Comparaison des taux de pertes de transport et de distribution	49
2.3 Comparaison des besoins en énergie	50
2.4 Comparaison des besoins en puissance à la pointe d'hiver par usages	51

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 2C-1 : Comparaison par rapport à l'état d'avancement 2015 – Prévion des ventes par secteurs de consommation.....	43
Tableau 2C-2 : Comparaison par rapport à l'état d'avancement 2015 – Taux de pertes de transport et de distribution normalisés	45
Tableau 2C-3 : Comparaison par rapport à l'état d'avancement 2015 – Prévion des besoins en énergie	45
Tableau 2C-4 : Comparaison par rapport à l'état d'avancement 2015 – Prévion des besoins en puissance à la pointe d'hiver par usages	46
Tableau 2C-5 : Comparaison par rapport au <i>Plan d'approvisionnement 2014-2023</i> – Prévion des ventes par secteurs de consommation	48
Tableau 2C-6 : Comparaison par rapport au <i>Plan d'approvisionnement 2014-2023</i> – Taux de pertes de transport et de distribution normalisés	50
Tableau 2C-7 : Comparaison par rapport au <i>Plan d'approvisionnement 2014-2023</i> – Prévion des besoins en énergie	50
Tableau 2C-8 : Comparaison par rapport au <i>Plan d'approvisionnement 2014-2023</i> – Prévion des besoins en puissance à la pointe d'hiver par usages	52

1. COMPARAISON DE LA PRÉVISION AVEC CELLE DU DERNIER ÉTAT D'AVANCEMENT DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023

1.1 Comparaison des ventes par secteurs de consommation

**TABLEAU 2C-1 :
COMPARAISON PAR RAPPORT À L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2015
PRÉVISION DES VENTES PAR SECTEURS DE CONSOMMATION**

En TWh	2013 ¹	2014 ¹	2015 ^{2,3}	2016 ⁴	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Croiss. 2013-23
Résidentiel et agricole												
Plan d'approvisionnement 2017-2026	65,1	65,2	64,4	64,8	65,1	65,6	66,1	67,0	67,2	67,7	68,1	3,0
État d'avancement 2015	65,1	65,2	65,8	67,1	67,5	68,0	68,4	69,2	69,4	69,8	70,3	5,2
Écart	0,0	0,0	-1,5	-2,3	-2,4	-2,4	-2,3	-2,2	-2,2	-2,2	-2,2	
Commercial et institutionnel												
Plan d'approvisionnement 2017-2026	35,1	35,5	35,7	36,5	36,7	36,9	37,2	37,6	37,7	38,0	38,3	3,2
État d'avancement 2015	35,1	35,6	35,9	36,3	36,4	36,5	36,7	37,0	37,1	37,2	37,4	2,3
Écart	0,0	-0,1	-0,2	0,3	0,3	0,5	0,5	0,6	0,6	0,8	0,9	
Industriel PME												
Plan d'approvisionnement 2017-2026	8,8	8,7	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,5	8,5	-0,3
État d'avancement 2015	8,8	8,7	8,6	8,7	8,8	9,0	9,0	9,1	9,1	9,2	9,3	0,5
Écart	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,2	-0,3	-0,4	-0,5	-0,6	-0,7	-0,8	
Industriel grandes entreprises												
Plan d'approvisionnement 2017-2026	56,9	55,7	54,2	53,4	53,0	53,7	54,1	54,4	53,2	53,3	53,5	-3,3
État d'avancement 2015	56,9	55,7	54,2	53,5	54,0	54,5	55,2	55,9	54,8	55,3	55,9	-1,0
Écart	0,0	0,0	0,0	-0,1	-1,0	-0,8	-1,1	-1,5	-1,6	-2,0	-2,4	
Réseaux municipaux et éclairage public⁵												
Plan d'approvisionnement 2017-2026	5,5	5,6	5,5	5,1	5,1	5,2	5,2	5,3	5,3	5,3	5,4	-0,1
État d'avancement 2015	5,5	5,6	5,6	5,7	5,8	5,7	5,7	5,8	5,8	5,8	5,9	0,4
Écart	0,0	0,0	-0,1	-0,6	-0,6	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC												
Plan d'approvisionnement 2017-2026	171,3	170,8	168,4	168,5	168,6	170,1	171,2	172,8	171,9	172,9	173,8	2,5
État d'avancement 2015	171,3	170,8	170,2	171,2	172,5	173,6	175,0	176,9	176,2	177,4	178,7	7,4
Écart	0,0	0,0	-1,7	-2,8	-3,9	-3,5	-3,7	-4,1	-4,2	-4,5	-5,0	

¹ Ventes publiées, normalisées pour les conditions climatiques.

² Pour l'état d'avancement 2015 du Plan, incluant les ventes publiées de janvier à juillet 2015, normalisées pour les conditions climatiques.

³ Pour le Plan d'approvisionnement 2017-2026, ventes publiées normalisées pour les conditions climatiques.

⁴ Pour le Plan d'approvisionnement 2017-2026, incluant les ventes publiées de janvier à juillet 2016, normalisées pour les conditions climatiques.

⁵ Pour les années 2013 à 2015 du Plan d'approvisionnement 2017-2026, le secteur inclut le Transport public. Pour l'état d'avancement 2015, le Transport public est inclus sur tout l'horizon.

1 Pour 2017, la prévision des ventes d'électricité est inférieure de 3,9 TWh par rapport à celle
2 de l'état d'avancement 2015. De plus, cet écart s'accroît sur tout l'horizon à partir de 2020
3 pour culminer à environ -5 TWh en 2023.

4 La prévision des ventes d'électricité au secteur Résidentiel et agricole est également
5 inférieure dans le présent plan d'approvisionnement à ce qu'elle était dans l'état
6 d'avancement 2015. Cet écart s'explique principalement par une décroissance des ventes
7 résidentielles causée par des changements de comportements de la clientèle en 2015. Le
8 déploiement accéléré des ampoules DEL, une baisse de la température de consigne des
9 thermostats pour le chauffage électrique des locaux et une consommation unitaire plus faible
10 qu'anticipé des nouveaux abonnements composent l'essentiel de ces changements (à cet
11 effet, voir l'annexe 2E de la présente pièce).

1 Au secteur Commercial et institutionnel, la prévision est supérieure à celle de l'état
2 d'avancement 2015. Des perspectives plus favorables pour les centres de données et les
3 transports publics expliquent en partie cet écart de prévision. L'écart provient également d'un
4 reclassement des ventes associées au transport public du secteur Réseaux municipaux et
5 éclairage public vers le secteur Commercial et institutionnel (impact d'environ +0,4 TWh à
6 l'année 2016).

7 Au secteur Industriel PME, en dépit d'un contexte économique relativement favorable,
8 l'évolution des intensités électriques, attribuable notamment à la transition des entreprises
9 vers des secteurs à plus faible intensité énergétique, érode les ventes et amène une légère
10 décroissance des ventes. Cette transition s'effectue plus rapidement qu'anticipé dans l'état
11 d'avancement 2015, ce qui explique la révision à la baisse de la prévision.

12 Les ventes prévues aux grandes entreprises du secteur Industriel sont revues à la baisse
13 (-2,4 TWh en 2023) en raison de perspectives de croissance économique modérées sur la
14 période du Plan. Les secteurs Mines et Sidérurgie, fonte et affinage sont particulièrement
15 affectés par un contexte d'affaires plus difficile et par plusieurs projets d'investissements
16 reportés ou tout simplement abandonnés. De plus, des rationalisations de production sont
17 toujours en vigueur pour l'ensemble des secteurs dans un contexte de forte concurrence
18 internationale et de restructuration vers des productions moins énergivores.

1.2 Comparaison des taux de pertes de transport et de distribution

19 Comme le montre le tableau 2C-2, pour les années 2017 à 2023, le taux global de pertes de
20 transport et de distribution prévu dans le Plan est inférieur d'environ 0,5 % à celui prévu dans
21 l'état d'avancement 2015. Cet écart s'explique entre autres par la baisse des taux de pertes
22 observée depuis 2014. Un écart de taux de -0,5 % se traduit par une réduction d'environ
23 900 GWh des pertes, donc des besoins en énergie.

24 Le taux de pertes de transport est en hausse de 0,2 % pour les années 2016 à 2018, pour
25 ensuite rejoindre la prévision de l'état d'avancement 2015 pour le reste de la période, en
26 tenant compte de l'impact du projet de la nouvelle ligne à 735 kV de la Chamouchouane-
27 Bout-de-l'Île. Par conséquent, les écarts du taux de pertes de distribution varient entre -0,5%
28 et -0,7%.

TABLEAU 2C-2 :
COMPARAISON PAR RAPPORT À L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2015
Taux de pertes de transport et de distribution normalisés¹

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Taux de pertes global											
Plan d'approvisionnement 2017-2026	8,1%	7,5%	7,3%	7,4%	7,3%	7,4%	7,3%	7,3%	7,3%	7,3%	7,3%
État d'avancement 2015	8,1%	7,5%	7,3%	7,8%	7,8%	7,8%	7,8%	7,8%	7,8%	7,8%	7,8%
Écart	0,0%	0,0%	0,0%	-0,4%	-0,5%	-0,4%	-0,5%	-0,5%	-0,5%	-0,5%	-0,5%
Taux de pertes de transport²											
Plan d'approvisionnement 2017-2026	n.d.	n.d.	n.d.	6,0%	6,0%	6,0%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%
État d'avancement 2015	n.d.	n.d.	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%
Écart	n.d.	n.d.	n.d.	0,2%	0,2%	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Taux de pertes de distribution²											
Plan d'approvisionnement 2017-2026	n.d.	n.d.	n.d.	1,3%	1,2%	1,3%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%
État d'avancement 2015	n.d.	n.d.	1,4%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,9%
Écart	n.d.	n.d.	n.d.	-0,6%	-0,7%	-0,6%	-0,5%	-0,5%	-0,5%	-0,5%	-0,5%

¹ Valeurs normalisées pour les conditions climatiques pour les années 2013 à 2016 du Plan d'approvisionnement 2017-2026 et les années 2013 à 2015 de l'état d'avancement 2015.

² Pour les années historiques, le taux normalisé de pertes de transport et, séparément, celui de distribution ne sont pas disponibles.

1.3 Comparaison des besoins en énergie

- 1 Le tableau 2C-3 montre que la prévision des besoins visés par le Plan est inférieure à celle
 2 de l'état d'avancement 2015 dès l'année 2015. À l'horizon 2023, cet écart est de -6,3 TWh.
 3 Ces écarts découlent essentiellement des écarts de consommation prévue, ces derniers
 4 s'expliquant par les écarts de ventes présentés à la section 1.1. Dans une moindre mesure,
 5 la baisse du taux de pertes prévue contribue également à l'écart de besoins en énergie.

TABLEAU 2C-3 :
COMPARAISON PAR RAPPORT À L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2015
PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE¹

En TWh	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Croiss. 2013-2023
Consommation visée par le Plan												
Plan d'approvisionnement 2017-2026	171,7	171,2	168,7	168,7	168,8	170,2	171,4	172,9	172,0	172,9	173,8	2,1
État d'avancement 2015	171,7	171,2	170,5	171,5	172,7	173,8	175,2	177,0	176,3	177,5	178,8	7,1
Écart	0,0	0,0	-1,7	-2,8	-3,9	-3,5	-3,8	-4,2	-4,3	-4,6	-5,0	
Pertes de distribution et de transport												
Plan d'approvisionnement 2017-2026	13,9	12,8	12,4	12,6	12,3	12,5	12,5	12,6	12,5	12,6	12,6	-1,2
État d'avancement 2015	13,9	12,8	12,4	13,4	13,5	13,6	13,7	13,8	13,8	13,9	14,0	0,1
Écart	0,0	0,0	-0,1	-0,8	-1,2	-1,0	-1,2	-1,3	-1,3	-1,3	-1,3	
Besoins visés par le Plan												
Plan d'approvisionnement 2017-2026	185,6	184,0	181,1	181,2	181,1	182,8	183,9	185,5	184,5	185,5	186,5	0,8
État d'avancement 2015	185,6	184,0	182,9	184,9	186,2	187,4	188,8	190,9	190,1	191,4	192,8	7,2
Écart	0,0	0,0	-1,8	-3,6	-5,1	-4,6	-5,0	-5,4	-5,6	-5,9	-6,3	

¹ Valeurs normalisées pour les conditions climatiques pour les années 2013 à 2016 du Plan d'approvisionnement 2017-2026 et les années 2013 à 2015 de l'état d'avancement 2015.

1.4 Comparaison des besoins en puissance à la pointe d'hiver par usages

- 6 Les besoins en puissance sont inférieurs à ceux de l'état d'avancement 2015 sur toute la
 7 période du Plan. La diminution est de -868 MW à l'hiver 2016-2017 et augmente

- 1 graduellement pour atteindre -1 045 MW à l'hiver 2025-2026. Les écarts sont présentés par
 2 usages au tableau 2C-4.

TABLEAU 2C-4 :
COMPARAISON PAR RAPPORT À L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2015
PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES

En MW	2012- 2013 ^{1,2}	2013- 2014 ^{1,2}	2014- 2015 ¹	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	Croiss. 12-22
Chauffage Résidentiel et agricole												
Plan d'approvisionnement 2017-2026	11 231	11 418	11 378	11 310	11 330	11 430	11 560	11 700	11 836	11 959	12 069	839
État d'avancement 2015	11 231	11 418	11 581	11 748	11 916	12 068	12 214	12 353	12 479	12 595	12 704	1 474
Écart	0	0	-203	-438	-585	-638	-655	-652	-643	-636	-635	
Chauffage Commercial et institutionnel												
Plan d'approvisionnement 2017-2026	3 546	3 602	3 646	3 690	3 729	3 764	3 793	3 818	3 839	3 856	3 871	325
État d'avancement 2015	3 546	3 602	3 652	3 696	3 735	3 767	3 794	3 817	3 838	3 855	3 871	325
Écart	0	0	-6	-6	-5	-3	-1	1	1	2	1	
Eau chaude Résidentiel et agricole												
Plan d'approvisionnement 2017-2026	1 840	1 861	1 871	1 883	1 899	1 912	1 928	1 946	1 961	1 971	1 981	142
État d'avancement 2015	1 840	1 861	1 879	1 899	1 918	1 934	1 950	1 965	1 979	1 990	2 002	162
Écart	0	0	-8	-16	-19	-22	-23	-19	-18	-20	-20	
Industriel PME												
Plan d'approvisionnement 2017-2026	1 533	1 517	1 518	1 510	1 510	1 507	1 504	1 499	1 497	1 493	1 488	-45
État d'avancement 2015	1 533	1 517	1 518	1 517	1 527	1 537	1 547	1 558	1 568	1 579	1 589	56
Écart	0	0	0	-6	-17	-29	-43	-59	-71	-86	-101	
Industriel grandes entreprises												
Plan d'approvisionnement 2017-2026	7 174	6 888	6 859	6 702	6 526	6 618	6 658	6 675	6 606	6 628	6 649	-524
État d'avancement 2015	7 174	6 888	6 859	6 531	6 600	6 715	6 803	6 873	6 781	6 828	6 895	-279
Écart	0	0	0	171	-73	-98	-145	-198	-174	-200	-246	
Autres												
Plan d'approvisionnement 2017-2026	12 074	12 233	12 415	12 615	12 635	12 715	12 785	12 870	12 939	13 063	13 184	1 110
État d'avancement 2015	12 074	12 233	12 389	12 658	12 804	12 753	12 823	12 880	12 996	13 115	13 227	1 153
Écart	0	0	26	-42	-169	-38	-38	-10	-57	-52	-44	
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR												
Plan d'approvisionnement 2017-2026	37 397	37 519	37 687	37 711	37 630	37 946	38 227	38 509	38 678	38 970	39 243	1 846
État d'avancement 2015	37 397	37 519	37 879	38 049	38 498	38 774	39 131	39 447	39 640	39 962	40 288	2 891
Écart	0	0	-192	-338	-868	-827	-904	-938	-962	-992	-1 045	

¹ 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.

² Pour l'état d'avancement 2015, 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.

3 À l'hiver 2015-2016, les besoins en puissance du Distributeur ont été plus faibles
 4 de -338 MW à ceux prévus dans l'état d'avancement 2015 malgré un écart de +171 MW des
 5 besoins prévus au secteur Industriel grandes entreprises.

6 Dans le cas du chauffage des locaux au secteur Résidentiel et agricole, les besoins en
 7 puissance à la pointe d'hiver sont inférieurs à ceux de l'état d'avancement 2015 sur toute la
 8 période du Plan. La baisse des ventes au secteur Résidentiel et agricole constatée en 2015
 9 touche principalement le chauffage des locaux, un usage important pour les besoins en
 10 puissance du Distributeur. En effet, la baisse de la température de consigne des thermostats
 11 pour le chauffage électrique des locaux et une consommation unitaire plus faible qu'anticipé
 12 des nouveaux abonnements contribuent en grande partie aux écarts de prévision pour le
 13 chauffage des locaux, soit de -438 MW à l'hiver 2015-2016 et de -635 MW à l'horizon
 14 2022-2023.

- 1 Les besoins de chauffage des locaux du secteur Commercial et institutionnel sont
2 pratiquement les mêmes que ceux de l'état d'avancement 2015.
- 3 Au total, pour le chauffage des locaux de ces deux secteurs, la part de la croissance des
4 besoins en puissance à la pointe entre les hivers 2012-2013 et 2022-2023 demeure élevée
5 (63 % de la croissance des besoins totaux), et ce, malgré la révision à la baisse de la
6 croissance du chauffage des locaux résidentiel.
- 7 Quant aux besoins de chauffage de l'eau du secteur Résidentiel et agricole, ils sont
8 sensiblement les mêmes que ceux de l'état d'avancement 2015.
- 9 Au secteur Industriel grandes entreprises, la révision à la baisse des besoins en puissance
10 de 73 MW à l'hiver 2016-2017 et de 246 MW à l'hiver 2022-2023 est le reflet des moins
11 bonnes perspectives pour les secteurs Mines et Sidérurgie, fonte et affinage. Alors que les
12 besoins en puissance du secteur Industriel (PME et grandes entreprises) montraient une
13 décroissance de -223 MW entre les hivers 2012-2013 et 2022-2023 dans l'état d'avancement
14 2015, ils affichent dans le Plan une décroissance de 570 MW, soit plus du double.
- 15 Finalement, pour ce qui est des autres usages, la croissance des besoins est sensiblement
16 la même pour la période 2012-2013 à 2022-2023.

2. COMPARAISON DE LA PRÉVISION AVEC CELLE DU *PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023*

2.1 Comparaison des ventes par secteurs de consommation

**TABLEAU 2C-5 :
COMPARAISON PAR RAPPORT AU *PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023*
PRÉVISION DES VENTES PAR SECTEURS DE CONSOMMATION**

En TWh	2013 ^{1,2}	2014 ¹	2015 ¹	2016 ³	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Croiss. 2013-23
Résidentiel et agricole												
Plan d'approvisionnement 2017-2026	65,1	65,2	64,4	64,8	65,1	65,6	66,1	67,0	67,2	67,7	68,1	3,0
Plan d'approvisionnement 2014-2023	65,5	65,7	66,0	66,7	67,1	67,8	68,3	69,3	69,5	70,0	70,5	5,0
Écart	-0,4	-0,5	-1,7	-2,0	-2,0	-2,1	-2,2	-2,3	-2,3	-2,4	-2,4	
Commercial et institutionnel												
Plan d'approvisionnement 2017-2026	35,1	35,5	35,7	36,5	36,7	36,9	37,2	37,6	37,7	38,0	38,3	3,2
Plan d'approvisionnement 2014-2023	35,2	35,4	35,6	35,9	36,0	36,1	36,3	36,5	36,6	36,7	36,7	1,5
Écart	-0,1	0,1	0,2	0,6	0,7	0,8	0,9	1,1	1,1	1,4	1,6	
Industriel PME												
Plan d'approvisionnement 2017-2026	8,8	8,7	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,5	8,5	-0,3
Plan d'approvisionnement 2014-2023	8,9	9,0	9,1	9,2	9,2	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	0,4
Écart	-0,2	-0,3	-0,5	-0,6	-0,6	-0,7	-0,7	-0,8	-0,7	-0,8	-0,8	
Industriel grandes entreprises												
Plan d'approvisionnement 2017-2026	56,9	55,7	54,2	53,4	53,0	53,7	54,1	54,4	53,2	53,3	53,5	-3,3
Plan d'approvisionnement 2014-2023	57,0	54,3	52,8	53,6	53,7	54,2	57,4	58,4	58,6	59,1	59,8	2,8
Écart	-0,1	1,4	1,4	-0,2	-0,7	-0,5	-3,3	-3,9	-5,4	-5,8	-6,3	
Réseaux municipaux et éclairage public⁴												
Plan d'approvisionnement 2017-2026	5,5	5,6	5,5	5,1	5,1	5,2	5,2	5,3	5,3	5,3	5,4	-0,1
Plan d'approvisionnement 2014-2023	5,5	5,5	5,6	5,6	5,7	5,7	5,7	5,8	5,8	5,8	5,9	0,4
Écart	0,0	0,1	0,0	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC												
Plan d'approvisionnement 2017-2026	171,3	170,8	168,4	168,5	168,6	170,1	171,2	172,8	171,9	172,9	173,8	2,5
Plan d'approvisionnement 2014-2023	172,1	170,0	169,0	171,1	171,7	173,2	177,1	179,3	179,8	181,0	182,2	10,1
Écart	-0,8	0,8	-0,6	-2,6	-3,2	-3,1	-5,9	-6,5	-7,9	-8,1	-8,4	

¹ Pour le Plan d'approvisionnement 2017-2026, ventes publiées, normalisées pour les conditions climatiques.

² Pour le Plan d'approvisionnement 2014-2023, incluant les ventes publiées de janvier à juillet 2013, normalisées pour les conditions climatiques.

³ Pour le Plan d'approvisionnement 2017-2026, ventes publiées de janvier à juillet 2016, normalisées pour les conditions climatiques.

⁴ Pour les années 2013 à 2015 du Plan d'approvisionnement 2017-2026, le secteur inclut le Transport public. Pour le Plan d'approvisionnement 2014-2023, le Transport public est inclut sur tout l'horizon.

1 La prévision des ventes d'électricité est révisée à la baisse par rapport au *Plan*
 2 *d'approvisionnement 2014-2023*, et ce, sur l'ensemble de la période. L'écart est de -2,6 TWh
 3 pour l'année 2016 et s'accroît jusqu'à -8,4 TWh à l'année 2023.

4 Pour les grandes entreprises du secteur Industriel, les résultats pour les années 2014 et
 5 2015 ont été plus favorables que prévu aux secteurs Alumineries et Pâtes et papiers, où les
 6 rationalisations ont été moindres qu'anticipé grâce à une amélioration du contexte d'affaires.
 7 Pour les années suivantes, la prévision est revue à la baisse, particulièrement sur la période
 8 2019-2023 (-5 TWh/an en moyenne). Cet écart négatif se retrouve surtout dans les secteurs
 9 Mines et Sidérurgie, fonte et affinage. La dépréciation des prix des métaux des dernières
 10 années a entraîné une révision à la baisse des perspectives de croissance pour les
 11 prochaines années.

12 Pour le secteur des petites et moyennes entreprises industrielles, le Distributeur entrevoit
 13 pour la période du Plan une faible décroissance des ventes. En dépit d'un contexte

1 économique relativement favorable, la restructuration en cours du secteur vers des
2 productions à plus faible intensité énergétique réduit la croissance de sa consommation
3 d'électricité. Ainsi, la prévision des ventes est inférieure par rapport au précédent plan
4 d'approvisionnement, un écart atteignant 0,8 TWh à l'horizon 2023.

5 Au secteur Commercial et institutionnel, la prévision est supérieure au précédent plan
6 d'approvisionnement. À l'horizon 2023, cette révision à la hausse se chiffre à 1,6 TWh.
7 L'apport plus important des centres de données et des transports publics explique en grande
8 partie cet écart de prévision. L'écart provient également d'un reclassement des ventes
9 associées au transport public du secteur Réseaux municipaux et éclairage public vers le
10 secteur Commercial et institutionnel (impact d'environ +0,4 TWh à l'année 2016).

11 Au secteur Résidentiel et agricole, la prévision des ventes est revue à la baisse d'environ
12 2 TWh pour les années 2016 à 2023. L'intégration des ventes plus faibles que prévu en 2015
13 se traduit par une baisse sur toute la période par rapport au *Plan d'approvisionnement*
14 *2014-2023*. En effet, la croissance sur la période 2013 à 2023 est atténuée par le
15 déploiement accéléré des ampoules DEL, une baisse de la température de consigne des
16 thermostats pour le chauffage électrique des locaux et une consommation unitaire plus faible
17 qu'anticipé des nouveaux abonnements (à cet effet, voir l'annexe 2E de la présente pièce).

2.2 Comparaison des taux de pertes de transport et de distribution

18 Comme le montre le tableau 2C-6, pour les années 2017 à 2023, le taux global de pertes de
19 transport et de distribution prévu dans le Plan est inférieur d'environ 0,6 % à celui prévu dans
20 le *Plan d'approvisionnement 2014-2023*, soit un taux global moyen de pertes de 7,3 %. Cet
21 écart s'explique entre autres par la baisse des taux de pertes observés depuis 2014. Un
22 écart de taux de 0,6 % se traduit par une baisse d'environ 1 TWh des pertes, donc des
23 besoins en énergie.

24 Par ailleurs, la prévision du Plan retient le taux de pertes de transport prévu dans le cadre du
25 dernier dossier tarifaire du Transporteur (dossier R-3981-2016). Celui-ci est de 6,0 % pour
26 les années 2017 et 2018, alors qu'il était de 5,6 % dans le *Plan d'approvisionnement*
27 *2014-2023* (sur la base du plus récent dossier tarifaire du Transporteur disponible en 2013,
28 soit le dossier R-3823-2012). Le taux de pertes de transport pour les années 2019 et
29 suivantes intègre la mise en service de la nouvelle ligne à 735 kV de la Chamouchouane-
30 Bout-de-l'Île du Transporteur, un projet non anticipé au moment de la réalisation du *Plan*
31 *d'approvisionnement 2014-2023*.

32 Par conséquent, les écarts du taux de pertes de distribution varient entre -0,8% et -1,0%.

TABLEAU 2C-6 :
COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023
TAUX DE PERTES DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION NORMALISÉS¹

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Taux de pertes global											
Plan d'approvisionnement 2017-2026	8,1%	7,5%	7,3%	7,4%	7,3%	7,4%	7,3%	7,3%	7,3%	7,3%	7,3%
Plan d'approvisionnement 2014-2023	7,8%	7,9%	7,9%	7,9%	7,9%	7,9%	7,9%	7,9%	7,9%	7,9%	7,9%
Écart	0,3%	-0,4%	-0,6%	-0,5%	-0,6%	-0,5%	-0,6%	-0,6%	-0,6%	-0,6%	-0,6%
Taux de pertes de transport²											
Plan d'approvisionnement 2017-2026	n.d.	n.d.	n.d.	6,0%	6,0%	6,0%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%
Plan d'approvisionnement 2014-2023	5,6%	5,6%	5,6%	5,6%	5,6%	5,6%	5,6%	5,6%	5,6%	5,6%	5,6%
Écart	n.d.	n.d.	n.d.	0,4%	0,4%	0,4%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%
Taux de pertes de distribution²											
Plan d'approvisionnement 2017-2026	n.d.	n.d.	n.d.	1,3%	1,2%	1,3%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%
Plan d'approvisionnement 2014-2023	2,1%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%	2,2%
Écart	n.d.	n.d.	n.d.	-0,8%	-1,0%	-0,9%	-0,8%	-0,8%	-0,8%	-0,8%	-0,8%

¹ Valeurs normalisées pour les conditions climatiques pour les années 2013 à 2016 du Plan d'approvisionnement 2017-2026 et l'année 2013 du Plan d'approvisionnement 2014-2023.

² Pour les années historiques, le taux normalisé de pertes de transport et, séparément, celui de distribution ne sont pas disponibles.

2.3 Comparaison des besoins en énergie

- 1 Le tableau 2C-7 montre que la prévision des besoins visés par le Plan est inférieure à celle
- 2 du Plan d'approvisionnement 2014-2023. À l'horizon 2023, cet écart atteint -10,1 TWh. Il
- 3 s'explique essentiellement par une révision à la baisse de 8,4 TWh de la consommation
- 4 visée par le Plan, laquelle résulte de la baisse de la prévision des ventes détaillée à la
- 5 section 2.1. La baisse prévue du taux de pertes contribue également à l'écart de besoins en
- 6 énergie.

TABLEAU 2C-7 :
COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023
PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE¹

En TWh	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Croiss. 2013-2023
Consommation visée par le Plan												
Plan d'approvisionnement 2017-2026	171,7	171,2	168,7	168,7	168,8	170,2	171,4	172,9	172,0	172,9	173,8	2,1
Plan d'approvisionnement 2014-2023	172,4	170,2	169,2	171,2	171,9	173,3	177,2	179,4	179,9	181,0	182,2	9,8
Écart	-0,7	1,0	-0,5	-2,6	-3,1	-3,0	-5,8	-6,5	-7,9	-8,1	-8,4	
Pertes de distribution et de transport												
Plan d'approvisionnement 2017-2026	13,9	12,8	12,4	12,6	12,3	12,5	12,5	12,6	12,5	12,6	12,6	-1,2
Plan d'approvisionnement 2014-2023	13,5	13,4	13,4	13,5	13,6	13,7	14,0	14,2	14,2	14,3	14,4	0,9
Écart	0,4	-0,7	-1,0	-1,0	-1,3	-1,1	-1,5	-1,6	-1,7	-1,7	-1,7	
Besoins visés par le Plan												
Plan d'approvisionnement 2017-2026	185,6	184,0	181,1	181,2	181,1	182,8	183,9	185,5	184,5	185,5	186,5	0,8
Plan d'approvisionnement 2014-2023	185,9	183,6	182,6	184,8	185,4	187,0	191,2	193,5	194,1	195,3	196,6	10,7
Écart	-0,3	0,3	-1,5	-3,5	-4,4	-4,2	-7,4	-8,1	-9,6	-9,8	-10,1	

¹ Valeurs normalisées pour les conditions climatiques pour les années 2013 à 2016 du Plan d'approvisionnement 2017-2026 et l'année 2013 du Plan d'approvisionnement 2014-2023.

2.4 Comparaison des besoins en puissance à la pointe d'hiver par usages

1 À l'hiver 2015-2016, les besoins en puissance ont été supérieurs à ceux prévus au *Plan*
2 *d'approvisionnement 2014-2023*. Toutefois, les besoins en puissance du présent plan
3 d'approvisionnement sont inférieurs à ceux prévus sur le reste de la période. L'écart est
4 de -325 MW à l'hiver 2016-2017 et culmine à -1 097 MW à l'hiver 2022-2023. La baisse des
5 besoins en puissance découle essentiellement du secteur Industriel, en raison du contexte
6 économique difficile pour ce secteur.

7 Les écarts de la prévision par usages sont présentés au tableau 2C-8 et expliqués dans les
8 paragraphes qui suivent.

9 Les besoins de chauffage des locaux au secteur Résidentiel et agricole sont revus à la
10 baisse pour toute la période. Une baisse d'environ 300 MW découle de la prise en compte de
11 l'abaissement de température de consigne sur les thermostats des clients résidentiels
12 chauffés à l'électricité et des besoins de chauffage moindres pour les nouveaux
13 abonnements (meilleure enveloppe thermique et plus grande proportion d'appartements
14 dans les mises en chantiers).

15 Les besoins de chauffage du secteur Commercial et institutionnel sont légèrement inférieurs
16 à ceux du *Plan d'approvisionnement 2014-2023* sur toute la période du Plan. L'écart atteint
17 environ -50 MW à l'hiver 2022-2023.

18 Au total, pour le chauffage des locaux, la croissance des besoins en puissance à la pointe
19 entre les hivers 2012-2013 et 2022-2023 atteint 1 164 MW dans le Plan (63 % de la
20 croissance des besoins totaux), soit 349 MW de moins que les 1 513 MW (51 % de la
21 croissance des besoins totaux) prévus au dernier plan d'approvisionnement.

22 Quant aux besoins relatifs au chauffage de l'eau du secteur Résidentiel et agricole, ils sont
23 sensiblement les mêmes que ceux du *Plan d'approvisionnement 2014-2023*.

24 Au secteur Industriel, la révision à la baisse des besoins en puissance dès l'hiver 2016-2017
25 est le reflet d'un contexte économique plus difficile pour les secteurs Mines et Sidérurgie,
26 fonte et affinage. Par ailleurs, la restructuration en cours du secteur des petites et moyennes
27 entreprises industrielles amène aussi une baisse des besoins en puissance de 87 MW à
28 l'hiver 2022-2023. Alors que les besoins en puissance du secteur Industriel (PME et grandes
29 entreprises) montraient une croissance de 223 MW entre les hivers 2012-2013 et 2022-2023
30 dans le *Plan d'approvisionnement 2014-2023* (8 % de la croissance des besoins totaux), ils
31 présentent une décroissance de 570 MW dans le Plan.

32 Finalement, pour ce qui est des autres usages, les écarts sont généralement les mêmes sur
33 toute la période et à terme, les besoins sont supérieurs de 50 MW à ceux du *Plan*
34 *d'approvisionnement 2014-2023*.

TABLEAU 2C-8 :
COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023
PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES

En MW	2012- 2013 ^{1,2}	2013- 2014 ^{1,2}	2014- 2015 ¹	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	Croiss. 12-22
Chauffage Résidentiel et agricole												
Plan d'approvisionnement 2017-2026	11 231	11 418	11 378	11 310	11 330	11 430	11 560	11 700	11 836	11 959	12 069	839
Plan d'approvisionnement 2014-2023	11 231	11 345	11 472	11 600	11 733	11 867	11 991	12 102	12 196	12 289	12 367	1 137
Écart	0	73	-93	-290	-403	-436	-432	-402	-360	-330	-298	
Chauffage Commercial et institutionnel												
Plan d'approvisionnement 2017-2026	3 546	3 602	3 646	3 690	3 729	3 764	3 793	3 818	3 839	3 856	3 871	325
Plan d'approvisionnement 2014-2023	3 546	3 584	3 631	3 681	3 724	3 764	3 802	3 835	3 867	3 896	3 922	376
Écart	0	18	15	9	5	0	-9	-17	-28	-40	-51	
Eau chaude Résidentiel et agricole												
Plan d'approvisionnement 2017-2026	1 840	1 861	1 871	1 883	1 899	1 912	1 928	1 946	1 961	1 971	1 981	142
Plan d'approvisionnement 2014-2023	1 840	1 859	1 876	1 889	1 907	1 924	1 940	1 954	1 967	1 978	1 988	148
Écart	0	1	-6	-6	-8	-12	-12	-8	-6	-7	-6	
Industriel PME												
Plan d'approvisionnement 2017-2026	1 533	1 517	1 518	1 510	1 510	1 507	1 504	1 499	1 497	1 493	1 488	-45
Plan d'approvisionnement 2014-2023	1 533	1 511	1 536	1 542	1 555	1 568	1 571	1 569	1 569	1 571	1 575	42
Écart	0	6	-18	-32	-45	-61	-68	-70	-72	-78	-87	
Industriel grandes entreprises												
Plan d'approvisionnement 2017-2026	7 174	6 888	6 859	6 702	6 526	6 618	6 658	6 675	6 606	6 628	6 649	-524
Plan d'approvisionnement 2014-2023	7 174	6 833	6 505	6 590	6 627	6 692	7 088	7 183	7 234	7 285	7 355	181
Écart	0	55	355	112	-101	-74	-429	-508	-627	-657	-705	
Autres												
Plan d'approvisionnement 2017-2026	12 074	12 233	12 415	12 615	12 635	12 715	12 785	12 870	12 939	13 063	13 184	1 110
Plan d'approvisionnement 2014-2023	12 074	12 242	12 249	12 305	12 407	12 523	12 639	12 753	12 893	13 018	13 134	1 060
Écart	0	-8	166	310	228	192	146	117	46	46	49	
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR												
Plan d'approvisionnement 2017-2026	37 397	37 519	37 687	37 711	37 630	37 946	38 227	38 509	38 678	38 970	39 243	1 846
Plan d'approvisionnement 2014-2023	37 397	37 374	37 268	37 607	37 954	38 337	39 031	39 397	39 726	40 036	40 340	2 943
Écart	0	144	419	104	-325	-391	-804	-888	-1 048	-1 066	-1 097	

¹ 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.

² Pour le Plan d'approvisionnement 2014-2023, 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 2D :

DONNÉES HISTORIQUES DE LA DEMANDE

TABLE DES MATIÈRES

1. VARIABLES ÉCONOMIQUES ET DÉMOGRAPHIQUES.....	57
2. VENTES PAR SECTEURS DE CONSOMMATION (10 ANS).....	57
3. PERTES DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION DEPUIS 2004	58
4. BESOINS EN ÉNERGIE.....	58
5. BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES	59
6. INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE	59

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 2D-1 : Historique des principales variables démographiques et économiques.....	57
Tableau 2D-2 : Historique des ventes publiées par secteurs de consommation	57
Tableau 2D-3 : Historique des ventes normalisées par secteurs de consommation	57
Tableau 2D-4 : Historique des ventes normalisées ajustées par secteurs de consommation	58
Tableau 2D-5 : Historique du taux de pertes de transport et de distribution réels	58
Tableau 2D-6 : Historique du taux de pertes de transport et de distribution normalisés.....	58
Tableau 2D-7 : Historique des besoins en énergie réels	58
Tableau 2D-8 : Historique des besoins en énergie normalisés.....	59
Tableau 2D-9 : Historique des besoins en puissance à la pointe d'hiver par usages	59
Tableau 2D-10 : Historique des interventions en économie d'énergie réalisées	59

1. VARIABLES ÉCONOMIQUES ET DÉMOGRAPHIQUES

TABLEAU 2D-1 :
HISTORIQUE DES PRINCIPALES VARIABLES DÉMOGRAPHIQUES ET ÉCONOMIQUES

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Population de 15 ans et plus au Québec (milliers)	6 227	6 303	6 382	6 467	6 554	6 632	6 699	6 755	6 802	6 843
Nouveaux abonnements résidentiels (milliers)	51,3	53,7	52,4	42,1	52,5	49,2	44,2	42,4	37,4	37,0
Croissance du PIB total ¹ (%)	1,2	2,4	1,9	-0,8	2,1	1,9	1,0	1,2	1,5	1,1
Croissance du PIB manufacturier ¹ (%)	-2,1	-2,0	-2,0	-9,7	0,6	1,4	0,2	-0,2	3,2	1,0
Croissance du PIB tertiaire ¹ (%)	3,0	2,5	2,2	0,7	2,1	1,8	1,2	1,6	1,4	1,3
Croissance de l'emploi total (%)	1,0	2,6	1,0	-0,7	2,2	1,0	0,8	1,2	-0,1	1,0
Croissance de la rémunération des salariés ¹ (%)	2,0	3,3	2,0	-0,1	2,2	2,5	1,9	2,5	0,8	1,0

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.

2. VENTES PAR SECTEURS DE CONSOMMATION (10 ANS)

TABLEAU 2D-2 :
HISTORIQUE DES VENTES PUBLIÉES PAR SECTEURS DE CONSOMMATION

En TWh	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Résidentiel et agricole	56,7	60,1	60,8	62,5	59,5	62,7	62,3	66,0	68,1	66,6
Commercial et institutionnel	32,4	34,7	35,2	34,1	33,9	33,6	34,0	35,4	36,0	36,2
Industriel PME	9,4	9,2	8,6	8,6	8,6	9,4	9,0	8,8	8,7	8,6
Industriel grandes entreprises	63,9	63,8	60,6	54,7	59,8	58,2	56,9	56,9	55,7	54,2
Réseaux municipaux et éclairage public ¹	4,9	5,2	5,2	5,2	5,1	5,3	5,3	5,5	5,7	5,6
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	167,3	173,0	170,3	165,1	166,9	169,2	167,5	172,5	174,2	171,3

¹ Inclut également le Transport public.

TABLEAU 2D-3 :
HISTORIQUE DES VENTES NORMALISÉES PAR SECTEURS DE CONSOMMATION

En TWh	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Résidentiel et agricole	58,8	59,5	60,9	62,7	62,2	63,9	65,1	65,1	65,5	64,3
Commercial et institutionnel	33,1	34,5	35,4	34,4	34,7	33,9	34,3	35,2	35,6	35,8
Industriel PME	9,4	9,2	8,6	8,7	8,7	9,4	9,1	8,8	8,7	8,6
Industriel grandes entreprises	63,9	63,8	60,6	54,7	59,8	58,2	56,9	56,9	55,7	54,2
Réseaux municipaux et éclairage public ¹	5,0	5,1	5,2	5,2	5,2	5,3	5,4	5,5	5,6	5,5
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	170,2	172,1	170,6	165,6	170,6	170,8	170,8	171,5	171,1	168,5

¹ Inclut également le Transport public.

**TABLEAU 2D-4 :
HISTORIQUE DES VENTES NORMALISÉES AJUSTÉES
PAR SECTEURS DE CONSOMMATION**

En TWh	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Résidentiel et agricole	58,7	59,2	61,1	62,7	62,1	63,6	64,8	65,1	65,2	64,4
Commercial et institutionnel	33,2	34,7	35,1	34,4	34,6	34,4	34,7	35,1	35,5	35,7
Industriel PME	9,4	9,3	8,5	8,7	8,8	9,3	9,1	8,8	8,7	8,6
Industriel grandes entreprises	63,9	63,8	60,6	54,7	59,8	58,2	56,9	56,9	55,7	54,2
Réseaux municipaux et éclairage public ¹	5,0	5,1	5,2	5,2	5,2	5,3	5,4	5,5	5,6	5,5
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	170,2	172,1	170,5	165,6	170,6	170,8	170,9	171,3	170,8	168,4

¹ Inclut également le Transport public.

3. PERTES DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION DEPUIS 2004

**TABLEAU 2D-5 :
HISTORIQUE DU TAUX DE PERTES DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION RÉELS**

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Taux de pertes global	7,5%	7,7%	7,4%	7,5%	7,7%	7,5%	7,9%	7,8%	7,9%	8,1%	7,6%	7,5%
Taux de pertes de transport	5,2%	5,3%	5,3%	5,3%	5,4%	5,4%	5,5%	5,6%	5,7%	5,9%	5,9%	6,1%
Taux de pertes de distribution	2,2%	2,3%	2,0%	2,1%	2,2%	1,9%	2,3%	2,1%	2,1%	2,1%	1,6%	1,3%

**TABLEAU 2D-6 :
HISTORIQUE DU TAUX DE PERTES DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION NORMALISÉS¹**

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Taux de pertes global	7,4%	7,7%	7,5%	7,4%	7,7%	7,5%	8,1%	7,8%	7,8%	8,1%	7,5%	7,3%
Taux de pertes de transport ²	n.d.											
Taux de pertes de distribution ²	n.d.											

¹ Normalisés pour les conditions climatiques.

² Pour les années historiques, le taux normalisé de pertes de transport et, séparément, celui de distribution ne sont pas disponibles.

4. BESOINS EN ÉNERGIE

**TABLEAU 2D-7 :
HISTORIQUE DES BESOINS EN ÉNERGIE RÉELS**

En TWh	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Besoins en énergie	179,8	186,3	183,6	177,8	180,3	182,7	181,1	186,8	187,5	184,4

**TABLEAU 2D-8 :
HISTORIQUE DES BESOINS EN ÉNERGIE NORMALISÉS**

En TWh	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Besoins en énergie	183,2	185,3	183,8	178,3	184,7	184,6	184,5	185,6	184,0	181,1

5. BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES

**TABLEAU 2D-9 :
HISTORIQUE DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES¹**

En MW	2006- 2007	2007- 2008	2008- 2009	2009- 2010	2010- 2011	2011- 2012	2012- 2013	2013- 2014	2014- 2015	2015- 2016
Chauffage Résidentiel et agricole	9 790	10 093	10 429	10 690	10 898	11 094	11 231	11 418	11 378	11 310
Chauffage Commercial et institutionnel	3 176	3 208	3 239	3 328	3 392	3 476	3 546	3 602	3 646	3 690
Eau chaude Résidentiel et agricole	1 642	1 683	1 718	1 744	1 782	1 813	1 840	1 861	1 871	1 883
Industriel PME	1 878	1 815	1 780	1 608	1 588	1 528	1 533	1 517	1 518	1 510
Industriel grandes entreprises	7 788	7 744	6 810	6 976	7 274	7 010	7 174	6 888	6 859	6 702
Autres usages ²	10 826	11 147	11 714	11 704	11 896	12 118	12 074	12 233	12 415	12 615
Besoins réguliers du Distributeur	35 100	35 690	35 690	36 050	36 830	37 040	37 397	37 519	37 687	37 711

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.

² Les besoins associés à la composante « Autres usages » sont établis par différence entre les besoins totaux et la somme des estimations de pointe d'hiver pour les usages spécifiques (chauffage, industriel, etc.).

6. INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

**TABLEAU 2D-10 :
HISTORIQUE DES INTERVENTIONS EN ÉCONOMIE D'ÉNERGIE RÉALISÉES**

En TWh	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Résidentiel et agricole	0,8	1,1	1,4	1,8	2,2	2,5	2,9	3,1	3,3	3,5
Commercial et institutionnel	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0	1,3	1,5	1,8	2,0	2,1
Industriel	0,4	0,8	1,2	1,4	1,8	2,2	2,7	2,9	3,0	3,2
Total	1,4	2,2	3,2	4,1	5,0	6,0	7,1	7,8	8,3	8,8

ANNEXE 2E :

**CHANGEMENTS DE MÉTHODOLOGIE OU DE PARAMÈTRES
DEPUIS LE *PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023***

1. MÉTHODOLOGIE DE LA PRÉVISION

1 Le Distributeur n'a pas apporté de changements significatifs à la méthodologie de la
2 prévision de la demande. La section 2 présente les changements de paramètres ayant un
3 impact significatif sur la prévision de la demande depuis le dernier plan d'approvisionnement.

2. CHANGEMENT DE MÉTHODOLOGIE OU DE PARAMÈTRES AYANT UN IMPACT SIGNIFICATIF SUR LA PRÉVISION DE LA DEMANDE (DEPUIS LE DERNIER PLAN D'APPROVISIONNEMENT)

2.1 Prise en compte des changements de comportements de la clientèle résidentielle dans les modèles de prévision

4 Le Distributeur a constaté en 2015 une diminution de la consommation unitaire des clients
5 résidentiels. Les principaux éléments de changement de comportement de la clientèle sont
6 un déploiement accéléré des ampoules DEL, une baisse de la température de consigne des
7 thermostats pour le chauffage des locaux et une consommation unitaire plus faible
8 qu'anticipé pour les nouveaux abonnements. Ces éléments technico-économiques ont été
9 intégrés au modèle de prévision du secteur Résidentiel et agricole

10 Le modèle de prévision permet de prendre en compte les changements de comportement
11 non anticipés et constatés en 2015. Ce modèle incorpore des données technico-
12 économiques (données sur les équipements) qui permettent de refléter les changements de
13 comportement dans la prévision des ventes.

14 Par le biais des données du chauffage électrique, principalement la consommation unitaire,
15 le Distributeur peut intégrer l'impact de l'abaissement de température de consigne qui a été
16 mesuré par sondage.

17 Quant à l'éclairage, l'efficacité de l'usage est modulée et ajustée afin de tenir compte d'un
18 déploiement accéléré des lumières DEL, ce qui a devancé le gain d'efficacité prévu à plus
19 long terme.

20 Enfin, la consommation unitaire plus faible des nouveaux abonnements touche l'ensemble
21 des usages. Par exemple, les nouvelles normes du bâtiment et la prépondérance des
22 logements dans le parc des nouveaux abonnements influencent à la baisse la consommation
23 unitaire moyenne de l'ensemble des clients résidentiels du Distributeur.