

TABLEAU 7 :
BILAN EN PUISSANCE

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

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

- 1 Les besoins en puissance sont plus élevés que ceux présentés dans le Plan, essentiellement
2 en raison des efforts de développement de marchés, et ce, dès l'hiver 2020-2021. Toutefois,
3 une partie de ces nouveaux besoins devraient être compensés par l'adhésion des clients des
4 centres de données et du programme Conversion à l'électricité à des programmes en
5 gestion de la demande en puissance.
- 6 Outre la contribution en puissance de l'ensemble des contrats d'approvisionnement du
7 Distributeur ainsi que de l'électricité patrimoniale, le bilan en puissance intègre le potentiel
8 des autres moyens de gestion de la pointe, soit l'électricité interruptible, les interventions en
9 gestion de la demande en puissance, les achats sur les marchés de court terme et
10 l'abaissement de tension.
- 11 Le lancement d'un appel d'offres de long terme ne devrait pas être requis d'ici le dépôt du
12 prochain plan d'approvisionnement, en 2019. D'ici là, le Distributeur sera en mesure de
13 confirmer la contribution des programmes de gestion de la demande en puissance découlant
14 des efforts de développement de marchés.

3.3.1. Gestion de la demande en puissance

Électricité interruptible

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

- 1 les années de l'horizon du Plan. Pour assurer l'équilibre offre demande, le Distributeur
2 continuera de miser sur la flexibilité de l'électricité patrimoniale.
- 3 En puissance, les adhésions prévues de la nouvelle clientèle à des programmes de gestion
4 de la demande en puissance permettront d'atténuer l'impact de la hausse anticipée des
5 besoins, laquelle est de 60 MW pour l'hiver 2021-2021 et atteint 500 MW à la fin de l'horizon.
6 Le lancement d'un appel d'offres de long terme ne devrait pas être requis d'ici le dépôt du
7 prochain plan d'approvisionnement en 2019, comme annoncé dans le Plan. D'ici là, le
8 Distributeur sera en mesure de confirmer la contribution des programmes de gestion de la
9 demande en puissance découlant des efforts de développement de marchés.
- 10 Pour les réseaux autonomes, le Distributeur poursuit le plan de conversion des réseaux à
11 d'autres sources d'énergie. Les démarches en vue de la conversion des réseaux des Îles-de-
12 la-Madeleine, de La Romaine, d'Obedjiwan et de Tasiujaq sont entamées.

2. PRÉVISION DE LA DEMANDE

- 13 À l'horizon 2026, la prévision de la demande est à la hausse par rapport au Plan,
14 principalement grâce aux efforts de développement de marchés. La prévision détaillée des
15 ventes et des besoins est présentée dans les sections 2.1 à 2.3.

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

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

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

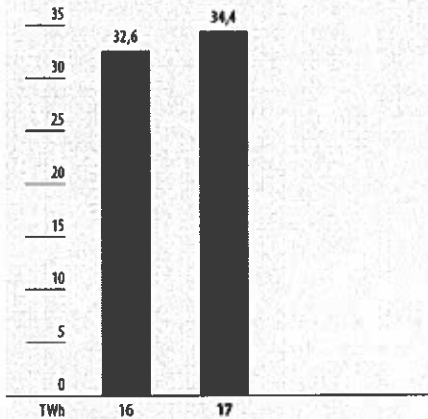
En TWh	2016 ¹	2017 ²	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Croissance 2016-26	
												TWh	tx annuel moyen
Résidentiel et agricole	63,4	65,4	64,4	65,9	66,6	66,8	67,2	67,5	68,4	68,5	68,9	3,5	0,3%
Commercial et institutionnel	36,7	37,0	37,3	37,7	38,3	38,8	39,6	40,2	40,8	41,2	41,5	4,8	1,2%
Industriel PME	8,6	8,6	8,7	8,7	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	0,2	0,2%
Industrielles grandes entreprises	13,6	13,8	13,8	13,7	13,3	13,3	13,7	13,7	14,0	13,8	14,0	0,3	0,1%
Alumineries	22,1	22,5	21,9	23,3	23,7	22,6	22,7	22,8	23,0	22,9	22,9	0,8	0,4%
Pâtes et papiers	12,8	12,2	11,3	11,0	10,7	10,5	10,3	10,1	10,0	9,8	9,6	-3,2	-2,8%
Pétrole et chimie	4,9	5,1	5,0	5,0	5,1	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	4,9	0,0	0,1%
Mines	3,6	3,7	3,8	4,0	4,1	4,3	4,4	4,5	4,6	4,7	4,9	1,3	3,2%
Sidérurgie, fonte et affinage	7,0	6,9	6,5	6,8	7,0	7,2	7,3	7,3	7,4	7,4	7,6	0,6	0,8%
Autres	3,3	3,4	3,4	3,6	3,7	3,8	3,9	4,0	4,1	4,1	4,1	0,8	2,3%
Réseaux municipaux et éclairage public	5,1	5,1	5,1	5,2	5,2	5,2	5,2	5,3	5,3	5,3	5,4	0,3	0,6%
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	169,4	169,9	169,4	171,2	173,2	172,9	174,5	175,7	177,3	177,6	178,6	9,2	0,5%

¹ Ventes réelles normalisées pour les conditions climatiques.

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

Résultats consolidés

Exportations nettes d'électricité



BÉNÉFICE NET

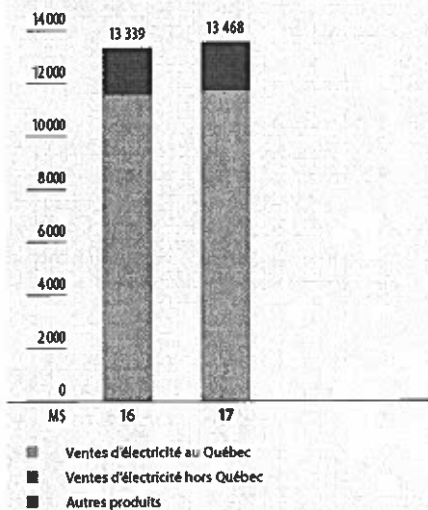
Le bénéfice net d'Hydro-Québec a atteint 2 846 M\$ en 2017. Compte tenu du mécanisme de traitement des écarts de rendement s'appliquant pour la première fois en 2017, l'entreprise a comptabilisé un montant de 45 M\$ à remettre à la clientèle, conformément aux modalités établies par la Régie de l'énergie. À des fins de comparaison avec le bénéfice net de 2016, qui s'était établi à 2 861 M\$, l'exclusion de ce nouvel élément se traduit par un bénéfice net ajusté de 2 891 M\$ en 2017, soit une hausse de 30 M\$ par rapport à l'exercice précédent. Sur les marchés hors Québec, les exportations nettes d'électricité ont progressé de 7 M\$, du fait surtout d'une hausse de volume de 1,8 TWh qui a porté les exportations nettes à un sommet historique de 34,4 TWh. Sur le marché du Québec, les approvisionnements en électricité fournis par Hydro-Québec Production à Hydro-Québec Distribution ont augmenté de 37 M\$ par rapport à 2016, principalement sous l'effet des températures.

PRODUITS

Les produits ont totalisé 13 468 M\$, comparativement à 13 339 M\$ l'exercice précédent. Les produits des ventes d'électricité ont augmenté de 215 M\$ pour s'établir à 13 414 M\$. Les ventes au Québec ont atteint 11 763 M\$, soit 190 M\$ de plus que les 11 573 M\$ inscrits en 2016. Sur les marchés hors Québec, les produits des ventes se sont chiffrés à 1 651 M\$, en hausse de 25 M\$. Les autres produits ont été de 54 M\$, contre 140 M\$ en 2016.

L'augmentation de 190 M\$ des ventes d'électricité réalisées au Québec résulte de trois principaux facteurs. D'abord, l'effet des températures a conduit à un accroissement de 53 M\$ des produits des ventes. Cet effet a principalement été ressenti durant les mois d'avril et de décembre. En avril, les températures enregistrées en 2016 avaient été inférieures de 3 °C aux normales, entraînant des ventes additionnelles de 63 M\$, alors qu'elles ont été près des normales en 2017. À l'inverse, les températures de décembre ont été exceptionnellement froides en 2017, ce qui a donné lieu à des ventes supplémentaires de 97 M\$. Ensuite, la progression de la demande au Québec s'est traduite par une augmentation de 123 M\$ des produits, laquelle a été atténuée par une diminution de 41 M\$ attribuable au fait que 2016 était une année bissextile. Enfin, les ajustements tarifaires des 1^{ers} avril 2016 et 2017 se sont soldés par une hausse de 70 M\$ des produits. Rappelons que les tarifs sont fixés par la Régie de l'énergie de manière à permettre le recouvrement du coût de la prestation du service et à dégager un rendement raisonnable sur la base de tarification.

Produits



Les produits des ventes d'électricité sur les marchés hors Québec ont totalisé 1 651 M\$, contre 1 626 M\$ en 2016. Cette progression de 25 M\$ s'explique surtout par une hausse du volume des exportations d'Hydro-Québec Production. L'impact de cette augmentation de volume a toutefois été atténué par l'incidence de la stratégie de gestion des risques, qui a été moins favorable en 2017 qu'en 2016.

Les autres produits ont diminué de 86 M\$ pour s'établir à 54 M\$ en 2017. Cette baisse tient surtout à la variation des montants nets qu'Hydro-Québec est en droit de recevoir de sa clientèle ou qu'elle doit lui remettre. En vertu du mécanisme de traitement des écarts de rendement applicable depuis 2017, Hydro-Québec TransÉnergie et Hydro-Québec Distribution partagent avec la clientèle tout excédent par rapport aux rendements autorisés par la Régie de l'énergie pour un exercice donné. Un montant de 45 M\$ a donc été comptabilisé à ce titre en 2017; il aura un impact favorable sur l'ajustement tarifaire qui entrera en vigueur le 1^{er} avril 2019.

CHARGES

Les charges totales ont atteint 8 109 M\$ en 2017, contre 7 946 M\$ l'exercice précédent.

Les charges d'exploitation se sont élevées à 2 664 M\$, en baisse de 7 M\$ comparativement aux 2 671 M\$ enregistrés en 2016. Cette diminution résulte d'une gestion rigoureuse qui a permis d'absorber pleinement l'incidence de l'inflation, de l'indexation des salaires et de la croissance des activités de l'entreprise.

Par suite de l'adoption d'une modification à une norme comptable, certains éléments relatifs aux avantages sociaux futurs qui étaient auparavant présentés dans les charges d'exploitation sont désormais présentés dans un poste distinct, Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs, dans les états consolidés des résultats. Un montant créditeur de 322 M\$ est présenté dans ce poste pour l'exercice 2017, contre un montant créditeur de 233 M\$ pour 2016. Cette variation favorable de 89 M\$ est principalement due à l'augmentation du montant constaté au titre du rendement prévu des actifs du régime de retraite, qui découle surtout d'un accroissement de la valeur des actifs sous-jacents.

Les achats d'électricité et de combustible se sont établis à 2 005 M\$, en hausse de 139 M\$ par rapport aux 1 866 M\$ inscrits en 2016. Cette variation est essentiellement attribuable à une augmentation de 131 M\$, ou 1,3 TWh, des achats d'énergie éolienne d'Hydro-Québec Distribution auprès de tiers, par suite principalement de la mise en service de trois nouveaux parcs éoliens à la fin de 2016.