

RAPPORT T3 2018 SUR L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO

JUILLET – SEPTEMBRE 2018
ÉLECTRICITÉ

Pic de demande d'électricité raccordée au réseau en Ontario (T3)

23,240 MW

établi le 5 septembre 2018, 18 h HNE

Source : SIERE

Pic de demande d'électricité raccordée au réseau de transport d'énergie (T3)

Nucléaire	23,44 TWh	62,4 %
Hydroélectricité	8,05 TWh	21,4 %
Éoliennes	4,05 TWh	10,8 %
Gaz	1,70 TWh	4,5 %
Solaire	< 1 TWh	0,5 %
Biocarburant	< 1 TWh	0,3 %

Source : SIERE

Économies d'énergie (T3)

Total des économies nettes en période de pointe	39 MW
Total des économies nettes d'énergie	193 GWh

Source : SIERE

Pic de demande d'électricité raccordée au réseau en Ontario (CDA)

23,240 MW

établi au T3 – 5 septembre 2018, 18 h HNE

Source : SIERE

Coût du produit – Catégorie A (¢/kWh)

	T3	CDA
Prix horaire de l'énergie en Ontario (moyenne non pondérée)	2,82	2,29
Rajustement global (moyenne, catégorie A) ¹	4,91	4,92
Total	7,73	7,21

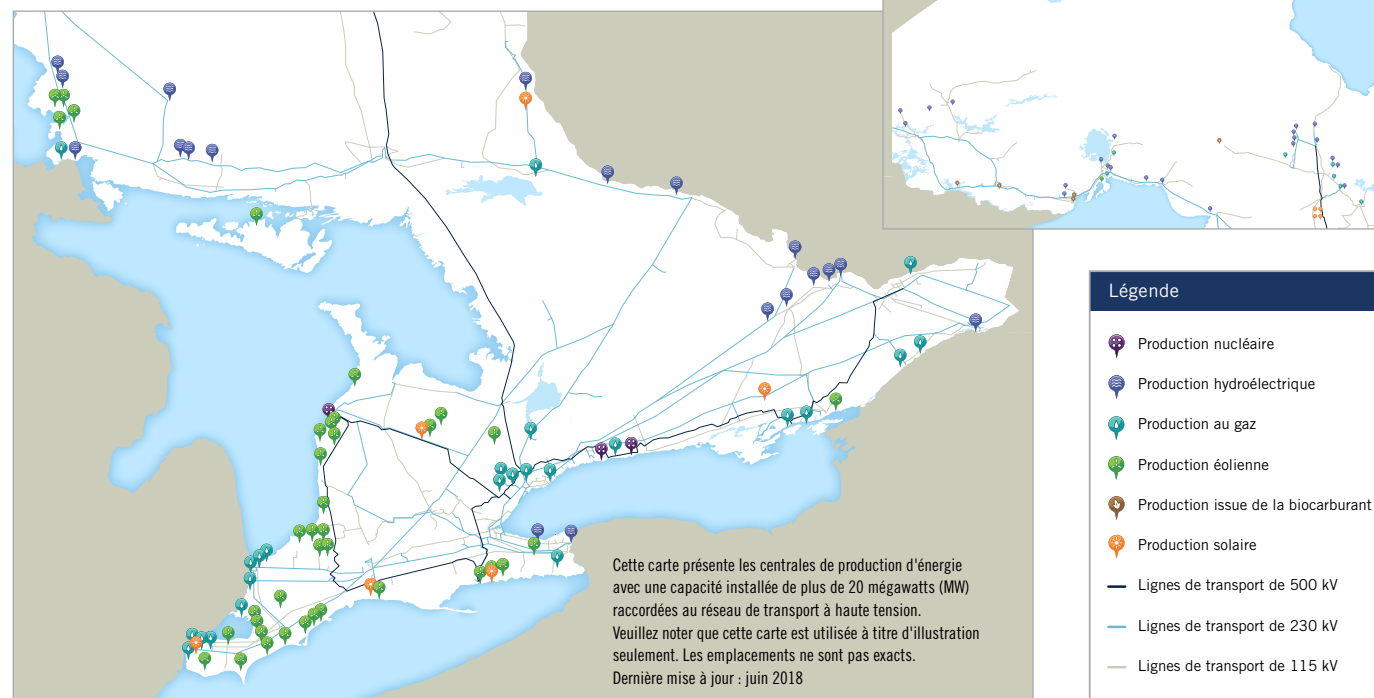
Source : SIERE

Coût du produit – Catégorie B (¢/kWh)

	T3	CDA
Prix horaire de l'énergie en Ontario (moyenne pondérée)	3,03	2,48
Rajustement global (moyenne, catégorie B) ¹	7,88	8,88
Total	10,91	11,36

Source : SIERE

Réseau de transport de l'Ontario

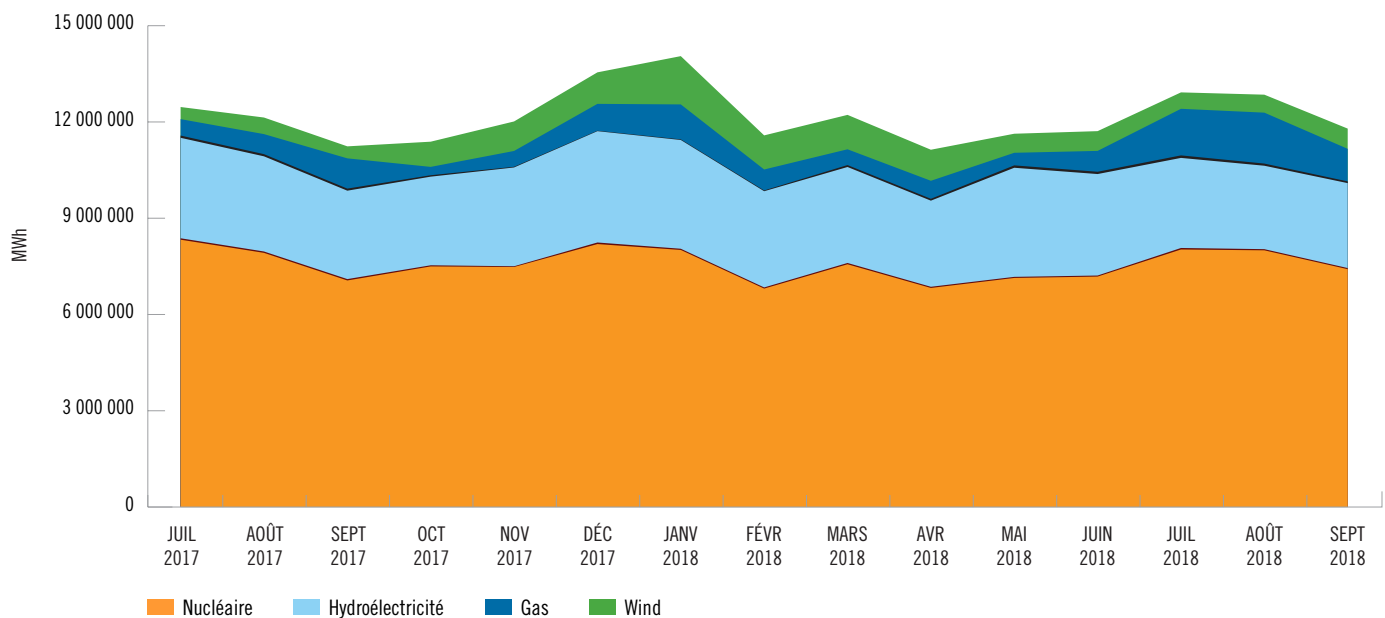


1. Les clients de catégorie A sont de gros consommateurs d'électricité qui paient le Rajustement global, calculé à partir de leur consommation d'énergie pendant les cinq heures de l'année où la demande est la plus élevée. Tous les autres clients appartiennent à la catégorie B, Tous les autres clients appartiennent à la catégorie B et payent un rajustement global en fonction du volume.

Approvisionnement en électricité

Production mensuelle du réseau d'électricité par type d'énergie

Le réseau ontarien de production-transport d'électricité dispose de diverses sources d'approvisionnement : les centrales de base qui fonctionnent 24 h sur 24, les centrales de production d'énergie intermittente qui génèrent de l'électricité lorsque les conditions le permettent (notamment les centrales éoliennes et solaires), et les centrales souples pouvant adapter rapidement leur production à la consommation (notamment les centrales au gaz naturel).



Remarque : Les valeurs totales en MW ayant été arrondies, elles peuvent ne pas concorder avec les totaux de la somme des colonnes.

Source : SIERE

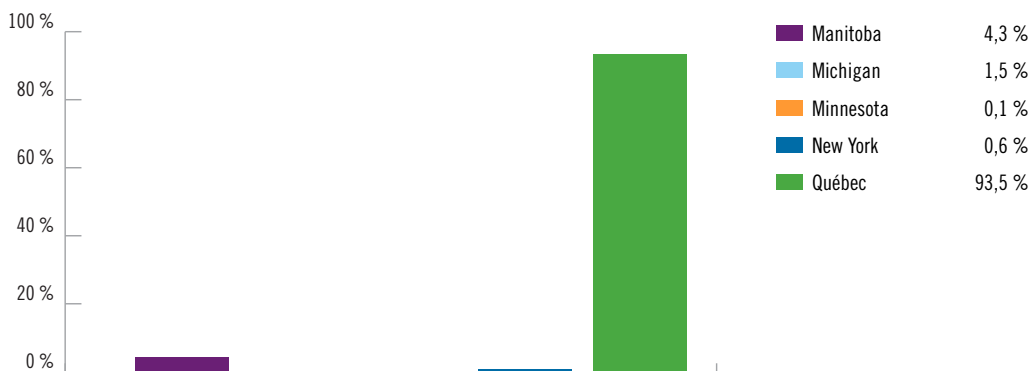
Les données ci-dessus sont extraites d'un rapport produit par la SIERE et disponible à l'adresse reports.ieso.ca/public/GenOutputbyFuelMonthly/PUB_GenOutputbyFuelMonthly.xml. Ce rapport s'appuie sur des données relatives aux livraisons afin de fournir des informations supplémentaires à tous les planificateurs autonomes et à toutes les centrales de production discontinue et en charge commandée de l'Ontario enregistrés en tant que participants du marché. Le rapport – qui tient compte de toutes les installations de production raccordées au réseau, en plus des centrales intégrées qui sont aussi enregistrées en tant que participants du marché – est publié mensuellement selon le calendrier de livraison physique.

Importations et exportations

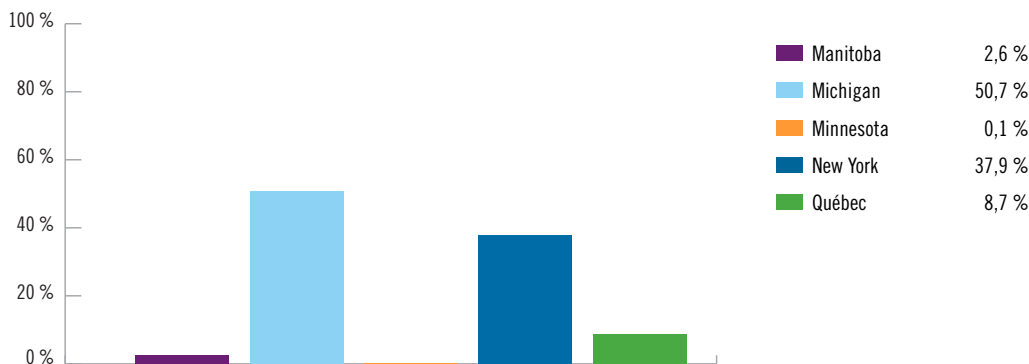
L'Ontario est raccordé à un large réseau stable de réseaux de transport couvrant l'Amérique du Nord, ce qui contribue à la fiabilité du réseau et à l'efficacité économique. Les importations sont en concurrence avec la production ontarienne pour fournir de l'électricité au meilleur prix possible et pour répondre aux besoins de la province durant les périodes où la demande est élevée. L'Ontario exporte également de l'énergie lorsque c'est économique, ce qui permet de tirer des revenus pour compenser les coûts du réseau et de l'infrastructure et de maintenir la fiabilité du réseau en périodes de production excédentaire.

L'Ontario importe et exporte son électricité depuis et vers deux provinces et trois états au moyen de 26 interconnexions. Son réseau d'électricité est interconnecté avec celui du Manitoba, du Michigan, du Minnesota, de l'État de New York et du Québec. La province peut donc faire le commerce de l'électricité dans tout l'est de l'Amérique du Nord, ce qui contribue à la diversification des sources d'approvisionnement et à l'accroissement de la compétitivité.

Importations au T3



Exportations au T3



T3 (GWh)	Manitoba	Michigan	Minnesota	New York	Québec	Total
Quantités importées	122,35	42,82	3,19	18,40	2 672,06	2 858,81
Quantités exportées	102	2 010,65	2,8	1501,64	345,49	3 962,5

Remarque : Les chiffres ayant été arrondis, ils peuvent ne pas concorder avec les totaux de la source.

Source : SIERE

Capacité installée des centrales raccordées au réseau de transport d'énergie

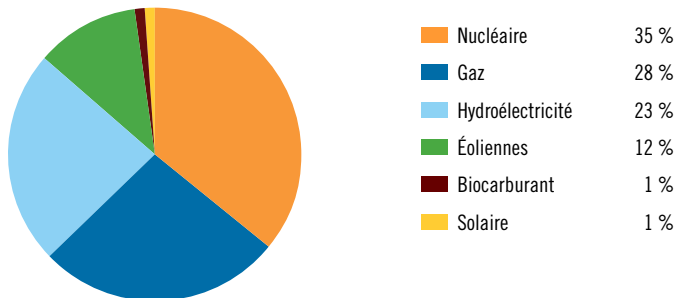
Les changements apportés durant ce trimestre à la capacité installée des centrales raccordées au réseau de transport d'énergie sont révélateurs du processus de modernisation continue que connaît le domaine de l'électricité en Ontario. Bien que les centrales nucléaires, hydroélectriques et au gaz naturel représentent actuellement la grande majorité des sources d'approvisionnement, de nouvelles installations éoliennes, solaires et de biocarburant sont sans cesse raccordées au réseau.

La liste de contrats de la SIERE liés à la production active ([IESO Active Generation Contract List](#)) fournit l'état de projets individuels portant sur l'approvisionnement en électricité au sein de différents programmes d'approvisionnement de la SIERE. Cette liste énumère uniquement les installations de production sous contrat avec la SIERE.

Nouvelles installations enregistrées au cours du T3

Aucune mise en service ou entrée sur le marché n'a été achevée au troisième trimestre de 2018.

Capacité de production raccordée au réseau



Remarque : Les données incluent toutes les installations de production raccordées au réseau de transport d'électricité et les installations couplées au réseau de distribution qui sont des participants du marché. Les chiffres ayant été arrondis, ils peuvent ne pas concorder avec les totaux de la source.

Source : SIERE

Le tableau ci-dessous présente la hausse de l'utilisation des ressources renouvelables pour produire de l'électricité dans la province.

Capacité de production raccordée au réseau

Année (MW)	Nucléaire	Hydroélectricité	Charbon	Gaz*	Éoliennes	Biocarburant	Solaire	Total
T3 2018	13 009	8 473	0	10 277	4 412	495	380	37 045
2017	13 009	8 490	0	10 277	4 213	495	380	36,863
2016	12 978	8 451	0	9 943	3 923	495	280	36 070
2015	12 978	8 432	0	9 942	3 504	495	240	35 591
2014	12 947	8 462	0	9 920	2 543	455	40	34 367
2013	12 947	7 939	2 291	9 920	1 725	124	0	34 946
2012	12 998	7 947	3 293	9 987	1 511	122	0	35 858

* La catégorie « Gaz » comprend les centrales qui fonctionnent au gaz naturel, au mazout ou aux deux, comme Lennox, NP Kirkland et NP Cochrane.

Source: SIERE

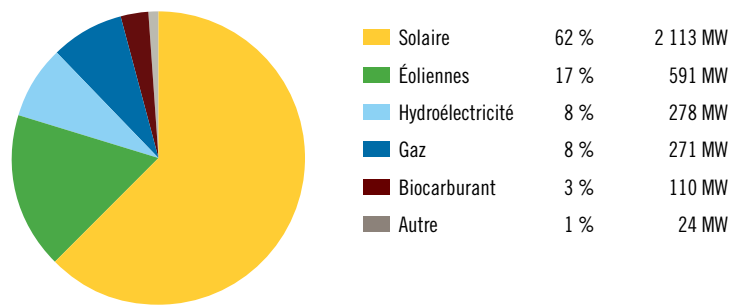
Remarque : Les chiffres ayant été arrondis, ils peuvent ne pas concorder avec les totaux de la source.

Production intégrée (contrat avec la SIERE)

Les centrales intégrées injectent de l'électricité dans les réseaux de distribution locaux, ce qui contribue à réduire la demande sur le réseau de transport et à répondre à une partie des besoins des collectivités locales. Alors que l'éolien et le solaire fournissent la majorité de la production intégrée sous contrat, la SIERE a passé un marché pour un plus grand nombre de réseaux de production hydroélectrique, de production combinée chaleur-électricité et de production à partir de gaz naturel et de biocarburant qui seront également raccordés aux réseaux locaux de distribution.

À la fin du T3 2018, une production intégrée 3 387 MW était en exploitation commerciale dans les réseaux locaux de distribution.

Capacité de production intégrée sous contrat en exploitation commerciale (T3)

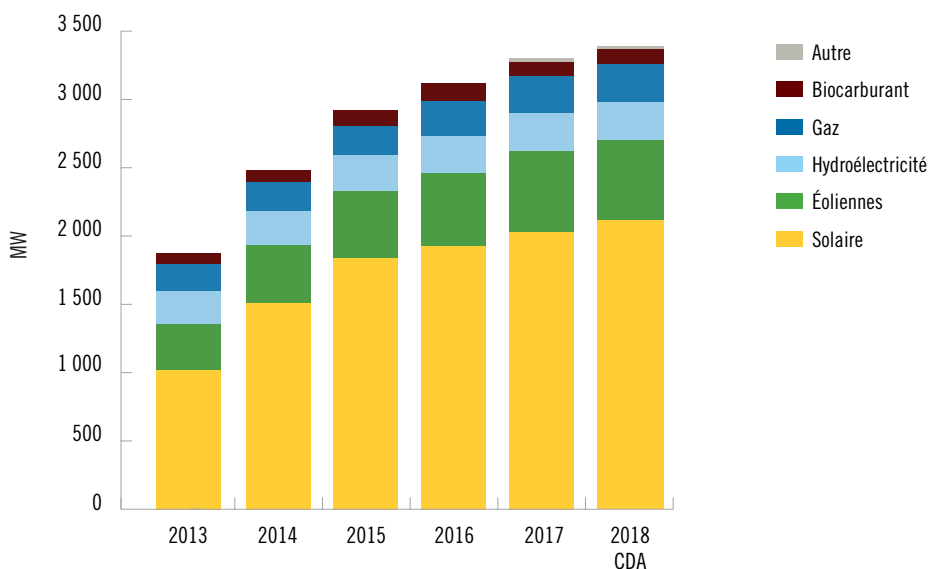


Remarque : Les chiffres ayant été arrondis, ils peuvent ne pas concorder avec les totaux de la source.

Source : SIERE

Le tableau ci-dessous présente la hausse de l'utilisation de la production intégrée pour approvisionner en électricité les réseaux locaux de distribution de la province.

Capacité de production intégrée sous contrat en exploitation commerciale



Remarque : Total de la production intégrée en exploitation commerciale sous contrat avec la SIERE au terme de chaque période. Les chiffres ayant été arrondis, ils peuvent ne pas concorder avec les totaux de la source.

Source : SIERE

Les données ci-dessus sont tirées du rapport d'avancement de la SIERE sur l'approvisionnement par contrat. Le rapport fournit une mise à jour trimestrielle de l'état d'avancement des initiatives portant sur l'approvisionnement et les sources d'approvisionnement qui sont en cours d'élaboration ou en exploitation commerciale, par type d'énergie, et rassemble les capacités totales, telles qu'elles sont indiquées dans chaque contrat, ce qui diffère des valeurs de la capacité installée utilisée à des fins d'exploitation. Le rapport est disponible (en anglais) à l'adresse ieso.ca/power-data/supply-overview/transmission-connected-generation.

Total de la capacité de production raccordée au réseau et de production intégrée sous contrat

Les chiffres du tableau indiquent la capacité de production totale à la fin du trimestre : capacité en service raccordée au réseau et capacité de production intégrée en exploitation commerciale sous contrat avec la SIERE.

Année	Nucléaire	Hydroélectricité	Charbon	Gaz	Éolienne	Biocarburant	Solaire	Autre	Total
T3 2018 (MW)	13 009	8 751	0	10 548	5 003	605	2 493	24	40 432
T3 2018 (%)	32 %	22 %	0 %	26 %	12 %	1 %	6 %	<1 %	

Remarque : Les chiffres ayant été arrondis, ils peuvent ne pas concorder avec les totaux de la source.

Capacité disponible raccordée au réseau de transport au moment du pic**25 135 MW (T3)**

Demande au moment du pic	23 240 MW (T3)	Obligation en matière de réserve de fonctionnement	1 723 MW (T3)
Demande minimale	10 701 MW (T3)		Source : SIERE

La capacité disponible correspond à la capacité installée totale raccordée au réseau, moins les provisions pour les réductions saisonnières, les pannes prévues et le manque de puissance des ressources limitées en énergie. Des réserves de fonctionnement sont requises pour garantir que la demande ontarienne prévue puisse être comblée avec un niveau de fiabilité suffisamment élevé. L'obligation en matière de réserve de fonctionnement correspond à la somme des sources d'approvisionnement nécessaires pour compenser la perte de la production de la plus importante source d'électricité en cas d'imprévu et celle de la moitié de la production de la source qui se classe juste derrière. Des renseignements supplémentaires sur les critères, les outils et la méthodologie utilisés par la SIERE pour réaliser des évaluations de l'adéquation des ressources figurent (en anglais) à l'adresse www.ieso.ca/power-data/market-summaries-archive.

Économies d'énergie

La province a établi deux cibles en matière d'économies d'électricité à atteindre au moyen de programmes d'économie d'énergie pour la période allant de 2015 à 2020. 1) le cadre Priorité à la conservation de l'énergie (PCE) mis en œuvre par les sociétés de distribution locales (SDL) et la SIERE avec un objectif de 7,4 térawattheures (TWh); et 2) le Programme d'accélérateurs industriels (PASI) offert aux clients connectés au réseau de transport par la SIERE avec un objectif de 1,3 TWh. Au total, la province prévoit atteindre une réduction de 8,7 TWh d'ici le 31 décembre 2020. Les programmes touchent tous les secteurs et offrent aux clients des incitatifs pour les aider à utiliser l'énergie judicieusement.

En date du T3 2018, les programmes liés au cadre PCE ont permis de réaliser des économies d'électricité de 5 459 gigawattheures (GWh), ce qui représente 74% de l'objectif de 2020 établi à 7,4 TWh, et le PASI a permis de réaliser des économies d'électricité de 395 GWh, soit 30% de l'objectif de 2020 établi à 1,3 TWh. Pour de plus amples renseignements sur les résultats trimestriels, veuillez consulter le rapport trimestriel de la SIERE sur les progrès réalisés en matière de conservation de l'énergie (en anglais), accessible à partir du site Web des rapports de la SIERE sur la conservation de l'énergie : ieso.ca/power-data/conservation-overview/conservation-reports.

Évolution des économies d'énergie réalisées - Résultats (au T3 2018)³

Évolution graduelle		2018 T3 Évolution graduelle	2015-2018 T3 Évolution graduelle	Progrès réalisé par rapport à la cible pour 2020 (%)
Cadre PCE offert par les SDL et la SIERE	Économies en période de pointe (MW)	39	739	-
	Économies d'énergie (GWh)	191	5 459	74
PASI offert par la SIERE	Économies en période de pointe (MW)	-	114	-
	Économies d'énergie (GWh)	2	395	30
Total des économies d'énergie réalisées	Total des économies en période de pointe (MW)	39	853	-
	Total des économies d'énergie (GWh)	193	5 854	-

Remarque : Les chiffres ayant été arrondis, les totaux peuvent ne pas concorder.

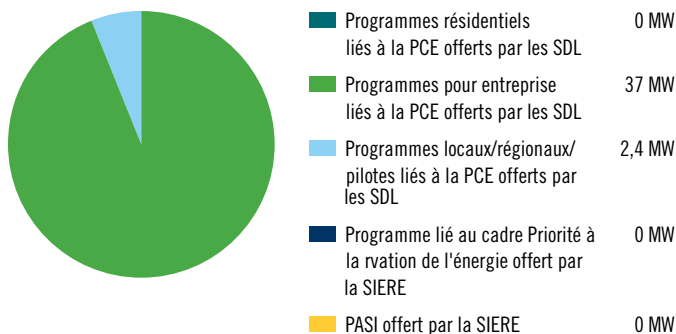
Source : SIERE

2. Toutes les mesures liées à l'économie d'énergie énumérées ci-dessus sont présentées en tant qu'économies nettes qui tiennent compte de l'influence réelle du programme sur les participants (p. ex., estimation des économies réalisées sur les plans du resquillage et des pertes). De plus, toutes les économies présentées ci-dessus se poursuivront jusqu'à 2020 au niveau de l'utilisateur final (p. ex., tenue en compte des pertes subies par les lignes de distribution et de transport). Afin de faire coïncider les mesures liées à l'économie d'énergie avec celles se rapportant au niveau de la production d'électricité, les économies réalisées au niveau du système de distribution doivent être multipliées par 6,7 %, et les économies réalisées au niveau du système de transport doivent être multipliées par 2,5 %.

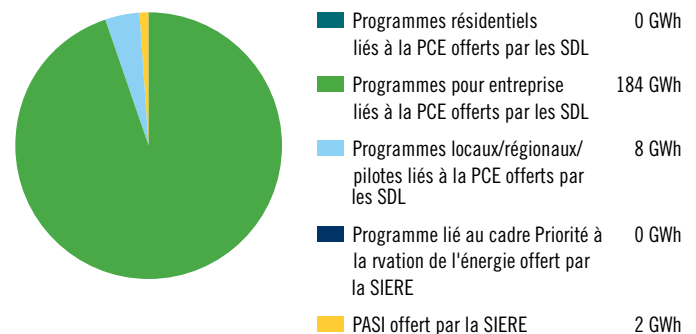
3. Les résultats, qui n'ont pas été vérifiés, sont présentés en fonction des dates d'installation de projets se trouvant dans la période indiquée, et sont fondés sur les projets signalés et facturés à la SIERE au T3 2018.

Économies d'énergie réalisées grâce aux programmes d'économies d'énergie des SDL (T3)

Économies applicables à la demande de pointe



Économies d'énergie annuelles



Remarque : Les chiffres ayant été arrondis, les totaux peuvent ne pas concorder.

Source : SIERE

Réponse à la demande (DR)

Les programmes de réponse à la demande et d'économies d'énergie pendant les périodes de pointe contribuent à réduire la consommation globale d'énergie de la province pendant ces périodes, ce qui profite au réseau d'électricité et permet aux consommateurs de réduire leur facture d'électricité.

Depuis décembre 2015, la capacité de réponse à la demande est fournie dans le cadre d'un processus concurrentiel de vente aux enchères dans le domaine de la réponse à la demande. Sur le marché de gros, le programme de Réponse à la demande basé sur les contrats (CBDR) sera graduellement remplacé par une vente aux enchères annuelle. La vente aux enchères dans le domaine de la réponse à la demande est un moyen transparent et rentable de sélectionner les fournisseurs les plus concurrentiels en matière de réponse à la demande, tout en veillant à ce que tous les fournisseurs répondent aux mêmes obligations sur le plan des résultats. Lorsque la capacité issue des contrats de CBDR, qui s'élève à près de 500 MW, arrivera à expiration, elle pourra être sélectionnée dans le cadre de la vente aux enchères de réponse la demande.

La vente aux enchères dans le domaine de la réponse à la demande qui a eu lieu en décembre 2017 a fourni 570,7 MW pour la période d'engagement estivale de six mois commençant au 1^{er} mai 2018, et 712,4 MW pour la période d'engagement hivernale de six mois commençant au 1^{er} novembre 2018.

Des renseignements supplémentaires sur la vente aux enchères dans le domaine de la réponse à la demande sont disponibles à l'adresse ieso.ca/en/sector-participants/market-operations/markets-and-related-programs/demand-response-auction

Économies lors des périodes de pointe

L'initiative d'économies d'énergie en milieu industriel (ICI) encourage les grands consommateurs à déplacer leur utilisation d'énergie en dehors des pics de demande sur le réseau. Les clients qui sont en mesure de réduire leur incidence sur ces périodes de pointe représentent un avantage pour le réseau, car ils réduisent le besoin de construire de nouvelles infrastructures. En 2017, on estime que l'Initiative d'économies d'énergie en milieu industrie a permis de réduire la demande de pointe de 1 400 MW. Les clients participants se voient fixer un taux de rajustement global individuel, basé sur la contribution, en pourcentage, que représente leur demande par rapport aux cinq plus importants pics coïncidents sur le réseau et mesurés sur une période définie.

Le tableau ci-dessous présente les cinq plus importants pics de demande quotidiens pour la période de base la plus récente, qui a débuté le 1^{er} mai 2015 et s'est achevée le 30 avril 2016.

Cinq plus hauts pics de demande : Heures et consommation pour l'ensemble du réseau (période de base : du 1^{er} mai 2016 au 30 avril 2017)

Date	Heure de fin	Demande nette de l'Ontario (MW)	Production intégrée (MW)	Total (MW)
10 août 2016	18	22 636,692	572,321	23 209,013
7 septembre 2016	17	22 526,876	635,985	23 162,861
11 août 2016	17	22 317,771	789,884	23 107,655
13 juillet 2016	18	22 188,464	753,156	22 941,620
12 août 2016	17	21 904,371	765,541	22 669,912

Remarque : La valeur de la colonne Total (MW) correspond au nombre utilisé pour calculer le facteur de demande de pointe d'un client. Les valeurs ci-dessus sont utilisées pour la période d'ajustement allant du 1^{er} juillet 2017 au 30 juin 2018.

Source : SIERE

Vous trouverez de plus amples renseignements sur le suivi des pics de demande à l'adresse suivante (en anglais) :

ieso.ca/sector-participants/settlements/global-adjustment-for-class-a

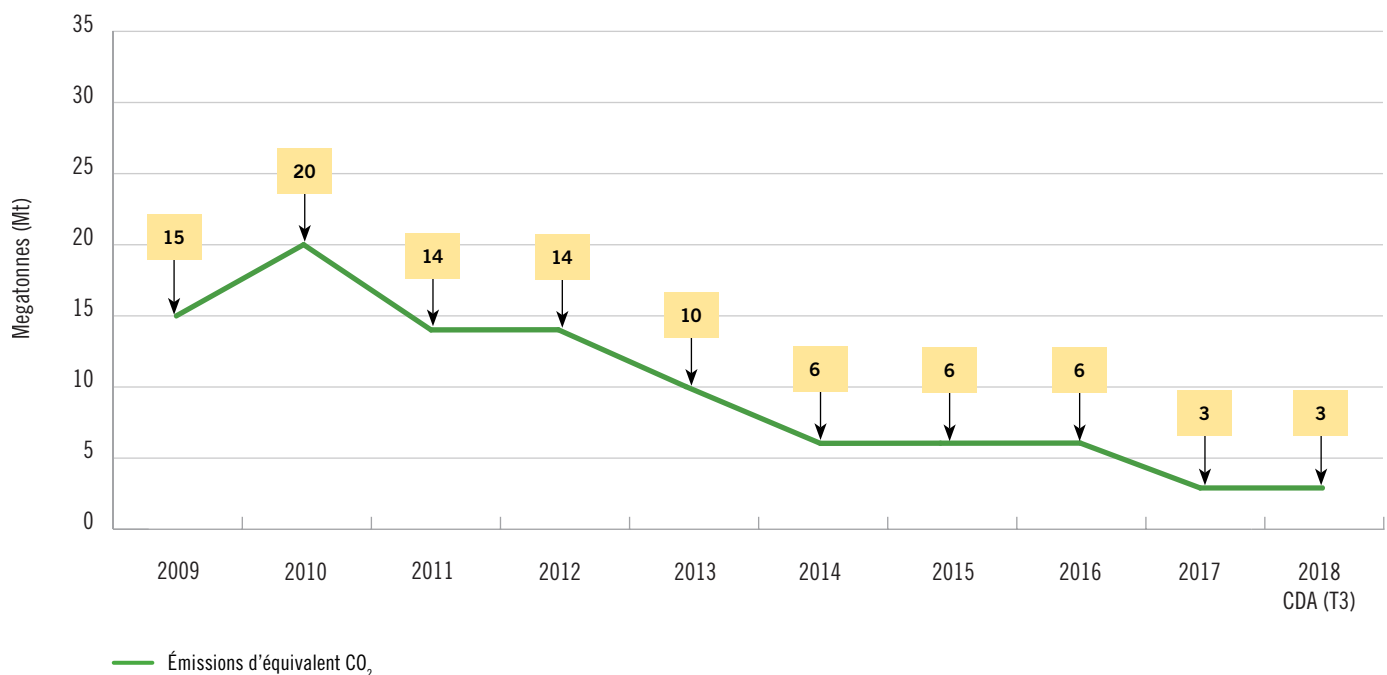
More information on the ICI is available at ieso.ca/-/media/files/ieso/document-library/global-adjustment/ici-backgrounder.pdf?la=en.

Émission de gaz à effet de serre

Le déclin marqué des émissions de gaz à effet de serre (mesuré en tonnes d'équivalent CO₂) est le résultat de l'élimination de la production d'électricité au charbon dans la province et de l'adoption de mesures de production renouvelable et de conservation. Les émissions d'oxydes de soufre (SO_x) – lesquelles qui sont principalement un sous-produit de la combustion du charbon – ont également montré une diminution marquée avec l'élimination de l'électricité au charbon.

Émissions de gaz à effet de serre pour le secteur de l'électricité de l'Ontario

Le tableau ci-dessous présente les émissions annuelles de gaz à effet de serre (mesurées en tonnes d'équivalent CO₂) pour les années 2008-2017. Depuis le début de l'année, les émissions de gaz à effet de serre au cours du T3 2018 ont totalisé environ trois mégatonnes (Mt).



Source : Environnement Canada, ministère de l'Environnement et de l'Action en matière de changement climatique

Contaminants atmosphériques

Des contaminants atmosphériques, tels que les oxydes de soufre (SO_x), les oxydes d'azote (NO_x) et les particules fines (PM_{2,5}), sont également libérés dans l'air pendant la combustion des combustibles fossiles.

Contaminants atmosphériques rejetés par le secteur de l'électricité de l'Ontario (tonnes)

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 CDA (T3)
Émissions de SO _x	30 762	38 508	11 966	10 342	10 192	846	424	579	501	378
Emissions de NO _x	23 653	27 358	18 198	19 867	17 973	11 448	10 355	9 323	6 920	5 715
Emissions de PM _{2,5}	991	855	518	479	445	309	258	235	187	175

Source : SIERE, Environnement Canada

Demande d'électricité

La consommation d'électricité est généralement le résultat de plusieurs facteurs qui ont chacun des répercussions différentes : certains augmentent la consommation (croissance démographique et changement économique), d'autres font baisser la consommation sur le réseau (économies d'énergie et production intégrée). D'autres encore font fluctuer la consommation (tarifs selon l'heure et Initiative d'économies d'énergie en milieu industriel). Les répercussions de chacun de ces facteurs sur la consommation d'électricité diffèrent selon les saisons et le moment de la journée.

Même lorsque l'économie de l'Ontario est sortie de la récession de 2008, la demande d'électricité est restée stable. Cette tendance devrait persister, car les marges de capacité et d'énergie demeurent adéquates, notamment à cause du succès qu'a connu la mise en œuvre des programmes d'économies d'énergie.

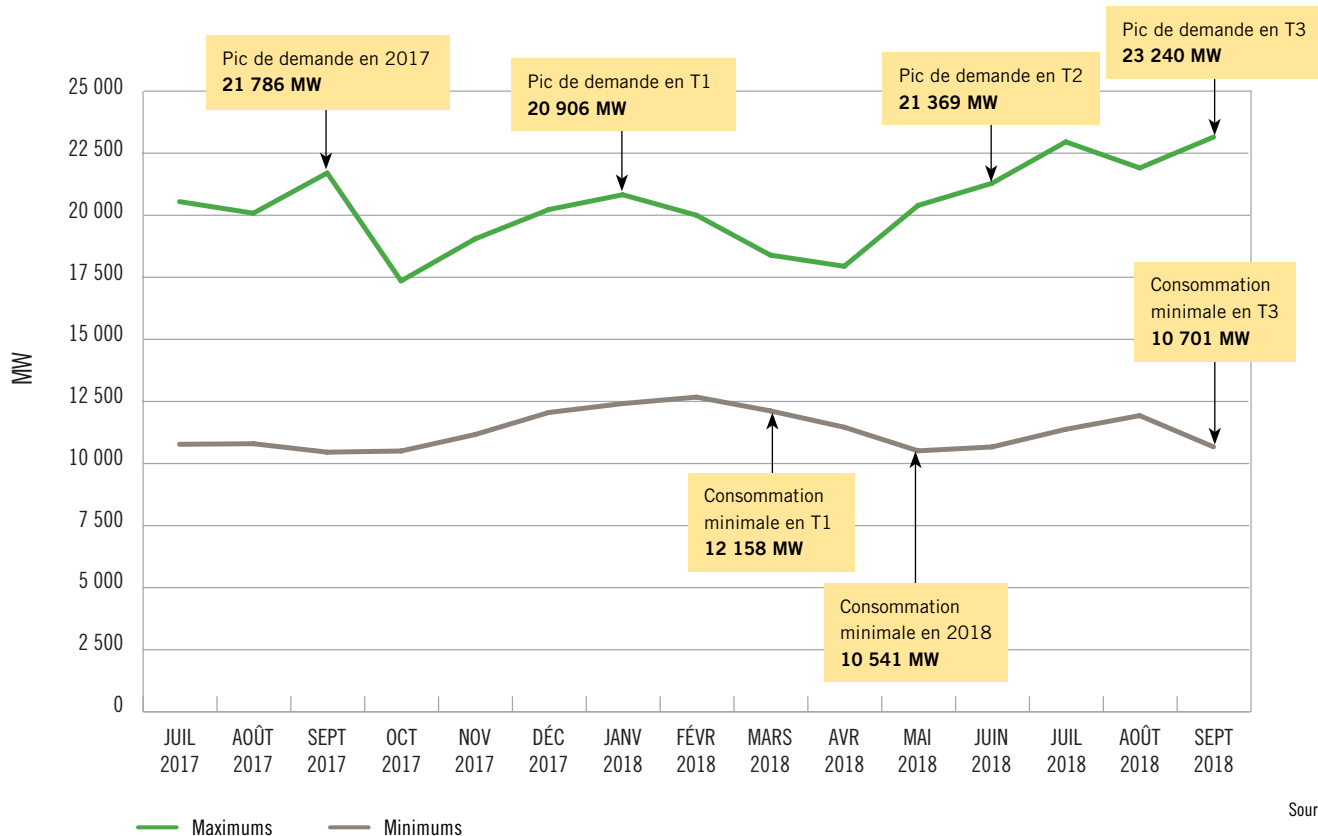
La croissance de la capacité de production solaire et éolienne intégrée et les programmes d'économies d'énergie continus réduisent les besoins en énergie provenant du réseau de production-transport, tout en exerçant une pression à la baisse sur les pointes de consommation en électricité.

Pic de demande en Ontario – fin du T3

23 240 MW

établi au T3 – 5 septembre 2018, 18 h HNE

Maximums et minimums mensuels en Ontario



Prévisions sur les pics de demande

La consommation d'électricité dans la province est prévue sur une période 18 mois. Une évaluation est effectuée pour s'assurer qu'il y a adéquation entre les installations de production réelles et proposées et celles de transport, de façon à répondre à la demande. Le tableau ci-dessous présente les prévisions météorologiques normales, habituellement associées à un pic durant cette période de l'année, et les prévisions météorologiques extrêmes qui reflètent les conditions météorologiques particulièrement mauvaises. Les répercussions des tarifs selon l'heure et de l'ICI, qui incitent les consommateurs à réduire leur consommation durant les périodes de pointe, sont également prises en compte dans les prévisions de demande établies dans ce rapport.

Saison	Pic lors de conditions météorologiques normales (MW)	Pic lors de conditions météorologiques extrêmes (MW)
Hiver 2018-2019	21 506	22 434
Été 2019	21 958	24 384
Hiver 2019-2020	21 203	22 084

Source : Perspective sur 18 mois de la SIERE

Demande d'énergie raccordée au réseau en Ontario

Année	T3 Total (TWh)
2018	36,50
2017	33,62
2016	36,69
2015	35,26
2014	34,27
2013	35,66
2012	37,13

Remarque : Le total n'inclut pas l'impact de la production intégrée pour réduire la demande.

Totaux historiques – Consommation annuelle d'énergie raccordée au réseau en Ontario

Année	Total (TWh)	Variation par rapport à l'année précédente
2018 CDA	103,5	S/O
2017	132,1	-4,9
2016	137,0	0,0
2015	137,0	-2,8
2014	139,8	-0,9
2013	140,7	-0,6
2012	141,3	-0,2

Remarque : Le total n'inclut pas l'impact de la production intégrée pour réduire la demande.

Source : Données sur l'électricité de la SIERE, aperçu de la demande

Prix de l'électricité

Coût du produit

Le coût du produit se compose de deux éléments : le prix de gros (le prix horaire de l'énergie en Ontario) et le rajustement global. Le coût du produit ne constitue qu'une partie de la facture d'énergie totale.

Class A

Mois (¢/kWh)	JUIL 2017	AOÛT 2017	SEPT 2017	OCT 2017	NOV 2017	DEC 2017	JANV 2018	FÉVR 2018	MARS 2018	AVR 2018	MAI 2018	JUIN 2018	JUIL 2018	AOÛT 2018	SEPT 2018	2018 Moyenne CDA
THEO*	1,17	1,57	2,04	0,80	1,30	1,93	3,03	1,80	1,65	2,86	1,15	1,67	2,86	2,89	2,69	2,29
Rajustement global (client de catégorie A)	5,97	5,32	4,51	5,64	4,77	5,48	4,04	4,33	4,93	4,99	5,24	5,99	5,21	4,77	4,75	4,92
Coût total du produit	7,14	6,89	6,55	6,44	6,07	7,41	7,07	6,13	6,58	7,85	6,39	7,66	8,07	7,66	7,44	7,21

*Moyenne (non pondérée) du prix horaire de l'énergie en Ontario pour refléter le profil de consommation typique (stable) de l'industrie.

Source : SIERE

Class B

Mois (¢/kWh)	JUIL 2017	AOÛT 2017	SEPT 2017	OCT 2017	NOV 2017	DEC 2017	JANV 2018	FÉVR 2018	MARS 2018	AVR 2018	MAI 2018	JUIN 2018	JUIL 2018	AOÛT 2018	SEPT 2018	2018 Moyenne CDA
THEO*	1,36	1,73	2,31	0,88	1,40	2,06	3,21	1,90	1,72	2,97	1,31	1,83	3,04	3,06	2,99	2,48
Rajustement global (client de catégorie B)	11,28	10,11	8,86	12,56	9,70	9,21	6,74	8,17	9,48	9,96	10,79	11,90	7,74	7,49	8,58	8,88
Coût total du produit	12,64	11,84	11,17	13,44	11,11	11,27	9,95	10,07	11,20	12,93	12,10	13,73	10,78	10,55	11,57	11,36

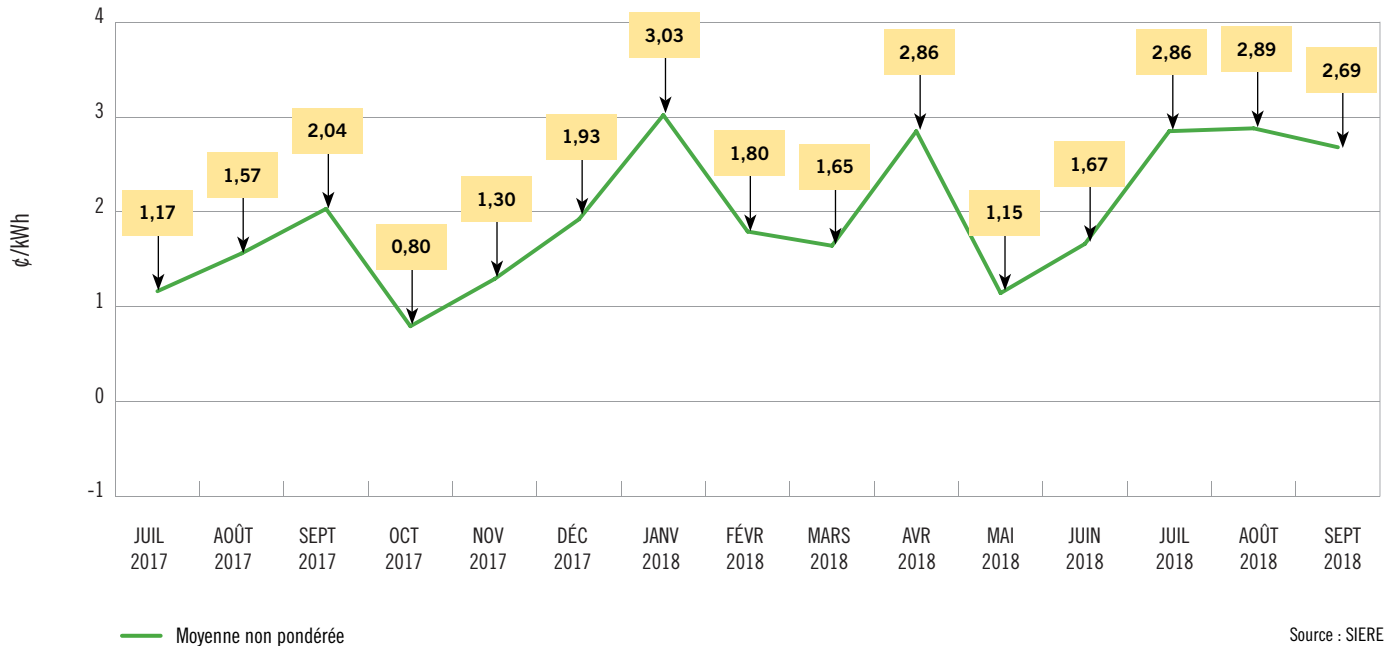
**Les moyennes sont établies en fonction de la quantité d'électricité consommée à grandeur de la province pour chaque heure afin de refléter de manière générale le profil de consommation pour les consommateurs de catégorie B (c.-à-d. du secteur résidentiel et commercial).

Source : SIERE

***La somme des chiffres ne correspond pas aux totaux en raison des valeurs en dollar arrondies aux cents.

Prix de gros mensuel de l'électricité

Le prix de gros de l'électricité varie d'heure en heure. Le diagramme ci-dessous indique le prix moyen pour chaque mois. Le prix mensuel varie selon certains facteurs du marché de l'électricité qui font fluctuer son prix. Un prix moyen mensuel plus élevé exerce une pression à la baisse sur les coûts que le rajustement global doit permettre de recouvrer.



Tarifs selon l'heure d'après la grille tarifaire réglementée (GTR)

En accord avec le mandat qui lui a été assigné en vertu de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, la CEO a établi une grille tarifaire réglementée (GTR) qui offre aux clients résidentiels et aux petites entreprises des tarifs stables et prévisibles pour l'électricité et qui encourage les économies d'énergie. La grille tarifaire est en vigueur depuis 2005.

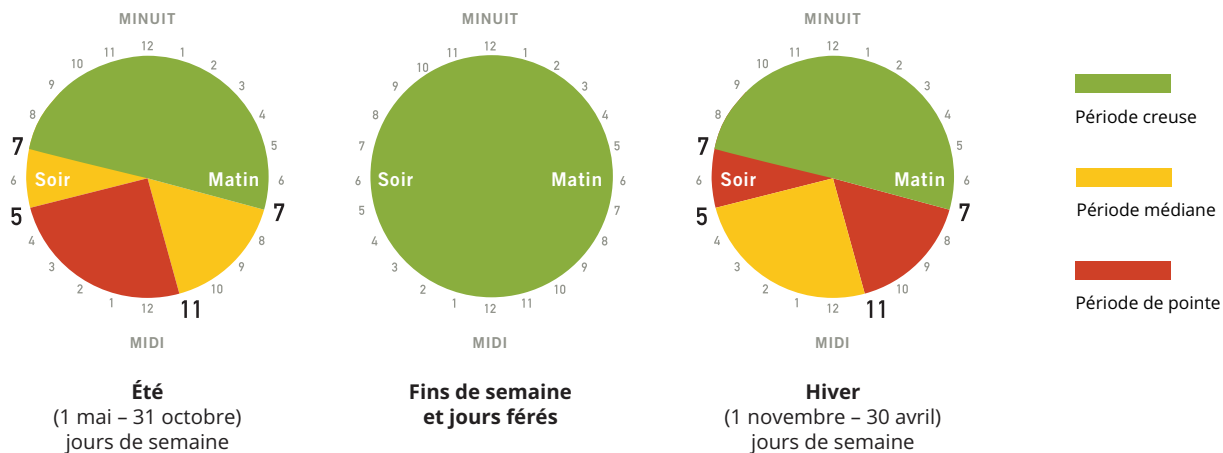
S'ils sont équipés de compteurs électriques horaires (ou « intelligents ») admissibles capables de déterminer à quel moment est consommée l'électricité dans la journée, les abonnés couverts par la GTR, les clients paieront les tarifs de la GTR d'après la structure des tarifs selon l'heure. Les tarifs pour cette grille se basent sur trois périodes horaires par jour de la semaine. Ces périodes, illustrées dans la figure ci-dessous, sont appelées période creuse, période médiane et période de pointe. Les créneaux horaires de la période médiane et de la période de pointe diffèrent selon les mois d'été et d'hiver afin de s'aligner avec les habitudes de consommation électrique de ces saisons, comme il est expliqué ci-dessous.

La *Loi de 2017 pour des frais d'électricité équitables* est entrée en vigueur le 1 juin 2017. Cette loi établit le cadre dans lequel les consommateurs admissibles (désignés dans la loi comme des « consommateurs déterminés ») ont vu leurs factures d'électricité baisser à compter du 1 juillet 2017 et selon lequel les augmentations de facture peuvent, par des rajustements au prix des produits, être limitées au taux de l'inflation à partir de mai 2018. En vertu de cette loi, la CEO a réinitialisé les prix de la GTR à compter du 1 juillet 2017 pour obtenir une réduction totale de la facturation de 25 % pour un consommateur hypothétique à tarif réglementé par rapport à ce que les prix de la GTR auraient été le 1 mai 2017 sans tenir compte du Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables. Les prix selon l'heure d'utilisation qui sont fixés par la CEO et qui entrent en vigueur le 1 mai 2018 sont présentés ci-dessous.

Certains « consommateurs déterminés » qui sont admissibles à des réductions de facture en vertu de la *Loi de 2017 pour des frais d'électricité équitables* ne paient pas les tarifs de la GTR, soit parce qu'ils n'y sont pas admissibles, soit parce qu'ils ont choisi de se retirer de la GTR et d'accepter à la place un contrat de vente au détail ou les tarifs du marché. Ces « consommateurs déterminés » reçoivent leur allègement sous forme d'une réduction des frais de rajustement global qu'ils paieraient normalement. À cette fin, la CEO a également fixé un montant de crédit – désigné par la CEO comme « modificateur de rajustement global » – qui s'appliquera pour réduire les frais de rajustement global (RG) payables par ces consommateurs. Le modificateur de RG a été fixé par la CEO à – 44,38 \$ à compter du 1 mai 2018. Les tarifs de la grille tarifaire réglementée et le modificateur de rajustement global établis par la CEO seront en vigueur jusqu'au 30 avril 2019.

Heures de consommation d'été et d'hiver

Les périodes d'utilisation de la GTR sont différentes l'été et l'hiver pour refléter les variations saisonnières dans la consommation d'électricité par les abonnés. L'été, la consommation d'électricité est plus forte pendant les moments les plus chauds de la journée, quand les climatiseurs fonctionnent au maximum. L'hiver, lorsque la luminosité est moindre, les pics de consommation apparaissent deux fois par jour : la première le matin, quand les gens se réveillent et allument leurs lumières et appareils, et la deuxième le soir, quand les gens rentrent du travail. Le tableau ci-dessous montre la tarification selon l'heure de la consommation au T3 2018 pour les abonnés de la GTR qui ont des compteurs intelligents admissibles.



Tarifs selon l'heure de la GTR en vigueur le 1 mai 2018

Tarifs selon l'heure de la GTR	Période creuse	Période médiane	Période de pointe	Prix moyen
Prix (¢)	6,5	9,4	13,2	8,2

Exemple de facture mensuelle résidentielle

	Électricité	Livraison	Réglementation	TVH	Remboursement provincial de 8 %	Total de la facture
Coût mensuel (\$)	61,50	51,65	3,28	15,14	(9,31)	122,25

Source : CEO

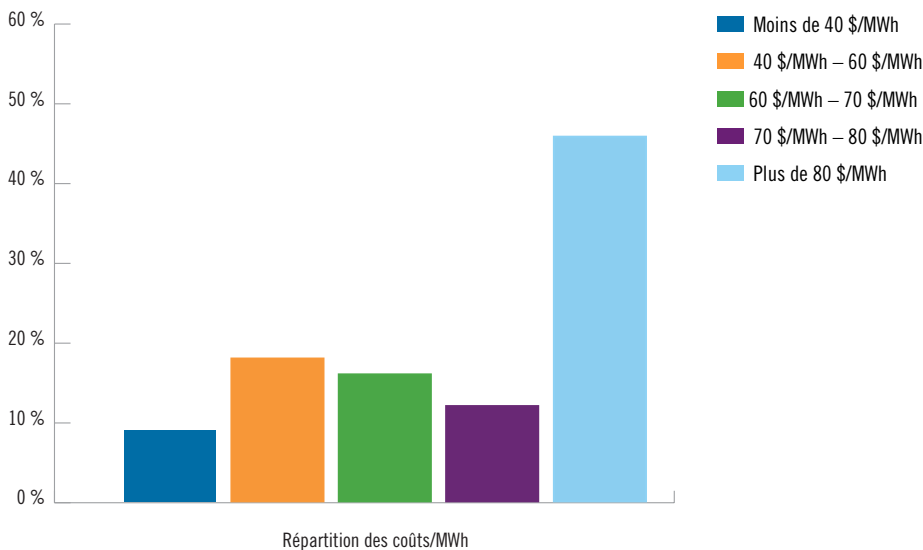
Ce tableau montre la facture mensuelle d'un client résidentiel de Toronto Hydro facturé selon la GTR et l'heure de consommation. Sa consommation mensuelle s'élève à 750 kWh au 1er mai 2018, dont 65 % en période creuse, 17 % en période médiane et 18 % en période de pointe. Pour les clients se trouvant dans d'autres zones de desserte, les frais de livraison varieront selon le service public qui les dessert. Pour de plus amples renseignements, consultez la calculatrice de la CEO : oeb.ca/fr/protection-des-consommateurs/contrats-dapprovisionnement-en-energie/calculatrice-de-facture.

4. Le 14 avril 2016, publication du rapport de la Commission de l'énergie de l'Ontario : Description du consommateur d'électricité moyen en Ontario, rapport dans lequel la CEO établit que la consommation de 750 kWh par mois serait la norme à titre indicatif.

Tarifs de l'électricité dans le secteur industriel de l'Ontario

Les consommateurs industriels d'électricité peuvent être soit raccordés directement au réseau de transport à haute tension, soit approvisionnés par leur distributeur local (p. ex., Toronto Hydro). Les clients raccordés directement ne paient pas de frais de distribution, ce qui réduit leur facteur d'électricité. Le tableau ci-dessous illustre la répartition des tarifs globaux moyens pour tous les consommateurs de l'Ontario raccordés directement au réseau pour 2017. En Ontario, les tarifs d'électricité pour les gros consommateurs industriels varient en fonction de chaque consommateur, car ils reposent sur la consommation individuelle. D'une manière générale, moins un grand consommateur industriel consomme de l'énergie en période de pointe, plus il diminue son incidence sur le réseau d'électricité de la province et plus il réduit sa facture d'électricité. Pour la plupart, le coût du produit tient compte à la fois de la valeur marchande fluctuante et du rajustement global, calculé à partir de la consommation d'énergie en période de pointe.

Tarifs de l'électricité pour les clients industriels raccordés au réseau de transport⁵ (2017)



Source : IESO et CEO

Le tableau ci-dessous présente les tarifs globaux moyens d'électricité pour un client industriel raccordé au réseau de distribution dans plusieurs zones de desserte.⁶

Tarifs de l'électricité pour les clients industriels raccordés au réseau de distribution (2018)

\$/MWh	Windsor (EnWin)	Hamilton (Alectra)	Ottawa	Sudbury	Toronto*
THEO*	28,29	28,33	28,33	29,38	28,40
Rajustement global - Catégorie A	49,28	49,35	49,36	51,19	49,48
Livraison	16,61	16,36	18,64	17,27	17,39
Réglementation	3,92	3,92	3,92	4,07	3,93
Tarif global	98,10	97,96	100,25	101,91	99,20

* Pour estimer le coût de distribution pour un client industriel de Toronto, on part du principe que 1 kVA est égal à 1 kW, aux fins de facturation.

Source : SIERE et CEO

** PHEO est basé sur une moyenne arithmétique trimestrielle (de juillet à septembre 2018). Le Rajustement global figurant dans le tableau est une moyenne de tous les clients de catégorie A raccordés au réseau de distribution entre juillet et septembre 2018. Les deux quantités ont été ajustées pour tenir compte des pertes à l'aide du facteur de perte dans le cadre du comptage primaire de chaque distributeur.

5. N'inclut pas le Programme de réduction des tarifs d'électricité pour le secteur industriel du Nord.

6. Les données de ce tableau sont celles d'un client hypothétique avec une demande de pointe mensuelle de 5 mégawatts et un facteur de charge de 85 %, reflétant les frais de livraison et de réglementation en vigueur au T4 de 2017. Le facteur de charge est le rapport entre la quantité d'énergie utilisée sur une période donnée et l'énergie qui aurait été utilisée si le client avait eu une consommation maximale pendant toute la période - sur la base de 30 jours.

Prix indicatifs de l'électricité en 2017 pour le secteur industriel (¢ CA/kWh)

Le tableau ci-dessous compare les prix indicatifs au détail de l'électricité pour le secteur industriel dans les différentes administrations d'Amérique du Nord. À titre de référence, les chiffres fournis pour le sud de l'Ontario reflètent le prix moyen depuis le début de l'année jusqu'en 2017. Les chiffres fournis pour le nord de l'Ontario sont basés sur les mêmes données, auxquelles s'ajoute une réduction de 2 % par kilowattheure, en vertu du Programme de réduction des tarifs d'électricité pour le secteur industriel du Nord. Voir la note de bas de page pour de plus amples détails.

Administration	Coût	Administration	Coût	Administration	Coût
1. Manitoba	4,32	22. Idaho	7,77	43. Indiana	9,83
2. Terre-Neuve-et-Labrador	4,90	23. Caroline du Sud	7,82	44. Kansas	9,89
3. Québec	4,91	24. Arizona	7,85	45. Nebraska	9,91
4. Alberta	5,67	25. Caroline du Nord	7,92	46. Minnesota	10,04
5. Washington	6,08	26. Tennessee	7,93	47. Nouvelle-Écosse	10,14
6. Colombie-Britannique	6,29	27. Alabama	7,97	48. Wisconsin	10,15
7. Montana	6,41	28. Oregon	8,01	49. Dakota du Sud	10,17
8. Nord de l'Ontario	6,56	29. Nouveau-Mexique	8,02	50. Floride	10,51
9. Nevada	6,68	30. Mississippi	8,09	51. Delaware	10,59
10. Louisiane	6,69	31. Missouri	8,45	52. Dakota du Nord	11,41
11. Oklahoma	6,87	32. Illinois	8,55	53. Maryland	11,48
12. Moyenne canadienne	6,89	33. Sud de l'Ontario	8,56	54. Maine	12,58
13. Texas	7,11	34. Virginie	8,63	55. New Jersey	13,12
14. Iowa	7,19	35. Ohio	8,81	56. Vermont	13,44
15. Saskatchewan	7,30	36. Moyenne des É.-U.	8,81	57. Californie	14,13
16. Arkansas	7,40	37. Virginie occidentale	8,99	58. New Hampshire	16,51
17. Géorgie	7,41	38. Pennsylvanie	9,19	59. Connecticut	17,52
18. Kentucky	7,44	39. Wyoming	9,26	60. Massachusetts	17,81
19. Nouveau-Brunswick	7,50	40. Île-du-Prince-Édouard	9,31	61. Rhode Island	18,95
20. New York	7,54	41. Colorado	9,43	62. Alaska	22,42
21. Utah	7,57	42. Michigan	9,75	63. Hawaï	29,87

Remarque : Les estimations peuvent différer des coûts réels assumés par le consommateur selon le lieu, la connexion et les caractéristiques d'exploitation. Les prix ne tiennent pas compte des taxes et de la participation aux programmes de prestation applicables.

Le prix pour le secteur industriel ontarien est basé sur le tarif global moyen depuis le début de l'année jusqu'en mai 2017, et comprend le prix horaire de l'énergie en Ontario, le rajustement global pour la catégorie A, les frais de livraison et de service sur le marché de gros et la Redevance de liquidation de la dette.

Tous les autres tarifs du Canada (à l'exception de l'Ontario) sont issus de l'analyse comparative des prix de l'électricité en vigueur au 1^{er} avril 2017 réalisée par Hydro-Québec, pour certaines sociétés de distribution locales desservant des villes précises. Lorsqu'Hydro-Québec indique les tarifs de deux villes dans la même province (p. ex., Calgary et Edmonton), nous utilisons la moyenne de ces deux tarifs. Lorsqu'Hydro-Québec indique le tarif d'une seule ville pour une province (p. ex., Vancouver en Colombie-Britannique, Montréal au Québec), c'est ce chiffre que nous utilisons à des fins de comparaison. Dans l'analyse comparative des prix de l'électricité d'Hydro-Québec, les clients de grande puissance ont une consommation mensuelle de 30 600 MWh et une puissance appelée de 50 MW.

Pour les États américains, il s'agit des données depuis le début de l'année jusqu'en mai 2017 provenant d'une étude réalisée par Energy Information Administration des États-Unis auprès de 500 grands distributeurs d'électricité. Le prix indiqué correspond à la moyenne des recettes déclarées par le distributeur pour l'électricité vendue au secteur industriel. Cette valeur représente une estimation du prix au détail moyen, mais ne traduit pas forcément le prix facturé à chaque consommateur. Les prix sont convertis à un taux de change de 1,33 (1 \$ US = 1,33 \$ CA).

Nouveauté en matière d'électricité

Voici quelques rapports et publications sur l'électricité.

Renseignements	Publié par	Date
 Perspective sur 18 mois	SIERE	Le 21 décembre 2018
 Rapport d'économie d'énergie trimestriel (T3 2018)	SIERE	Le 21 décembre 2018
 Rapport d'avancement sur l'approvisionnement en électricité sous contrat (T3 2018)	SIERE	Le 21 décembre 2018
 PowerNews (automne 2018)	OPG	Le 15 octobre 2018
 Résultats financiers trimestriels d'OPG (T3 2018)	OPG	Le 13 novembre 2018
 Remise en état de Darlington (T3 2018)	OPG	Le 22 novembre 2018
 Rapports de rendement de Darlington (T3 2018)	OPG	Le 11 décembre 2018
 Rapports de rendement de Pickering (T3 2018)	OPG	Le 11 décembre 2018
 Rapport trimestriel d'Hydro One (T3 2018)	Hydro One	Le 14 août 2018
 Prix de la grille tarifaire réglementée et modificateur du Rajustement global pour la période allant du 1 ^{er} mai 2018 au 30 avril 2019	CEO	19 avril 2018
 Annuaire des distributeurs d'électricité et de gaz naturel	CEO	Le 23 août 2018
 Examen des règles de service à la clientèle	CEO	Le 6 septembre 2018