

RAPPORT T2 2019 SUR L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO

AVRIL – JUIN 2019
ÉLECTRICITÉ

Pic de demande d'électricité raccordée au réseau en Ontario (T2)

20 248 MW

Établi le 27 juin 2019, 19 h HNE

Source : SIERE

Pic de demande d'électricité raccordée au réseau de transport d'énergie (T2)

Nucléaire	21,7 TWh	61,7 %
Hydroélectricité	10,0 TWh	28,5 %
Éoliennes	2,1 TWh	5,9 %
Gaz	1,1 TWh	3,1 %
Solaire	< 1 TWh	0,6 %
Biocarburant	< 1 TWh	0,2 %

Source : SIERE

Économies d'énergie (T2)

Total des économies nettes en période de pointe	7 MW
Total des économies nettes d'énergie	30 GWh

Source : SIERE

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

21 525 MW

Établi au T1 – 21 janvier 2019, 18 h HNE

Source : SIERE

Coût du produit – Catégorie A (¢/kWh)

	T2	CDA
Prix horaire de l'énergie en Ontario (moyenne non pondérée)	0,85	1,75
Rajustement global (moyenne, catégorie A) ¹	6,66	5,92
Total	7,51	7,67

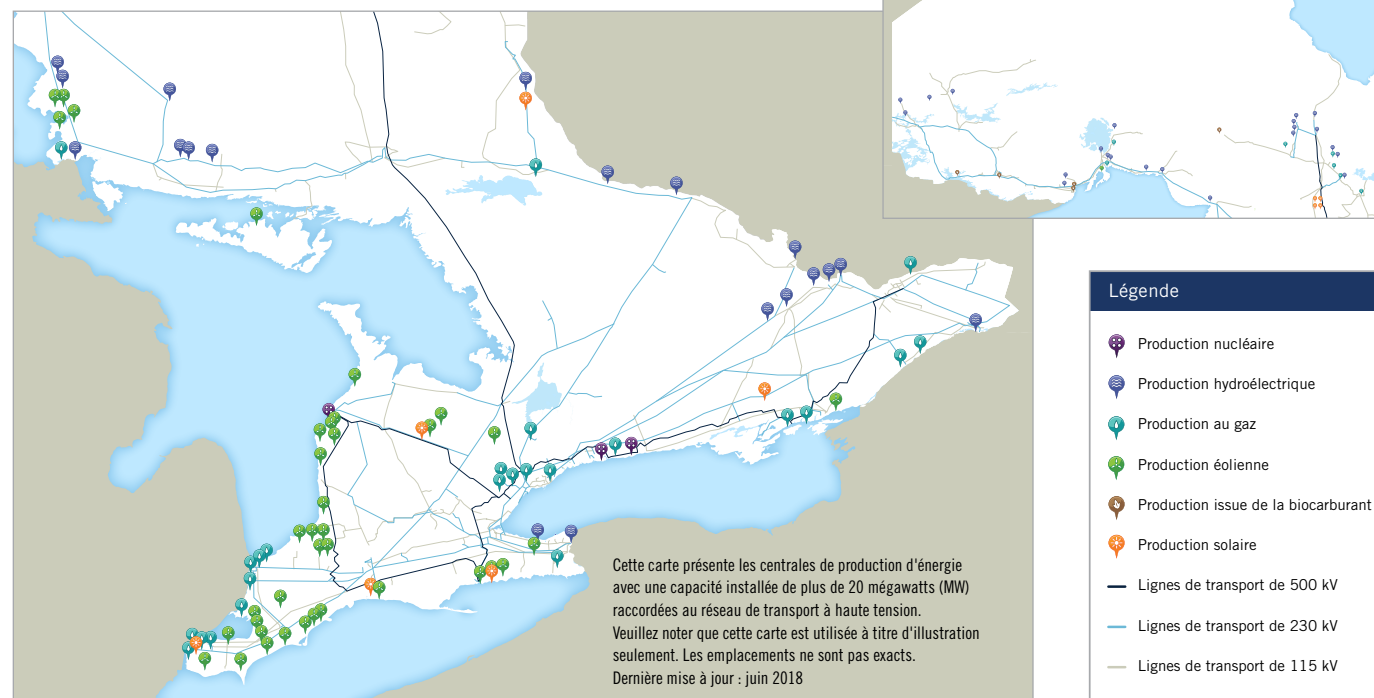
Source : SIERE

Coût du produit – Catégorie B (¢/kWh)

	T2	CDA
Prix horaire de l'énergie en Ontario (moyenne pondérée)	0,93	1,92
Rajustement global (moyenne, catégorie B) ¹	12,88	10,38
Total	13,81	12,30

Source : SIERE

Réseau de transport de l'Ontario

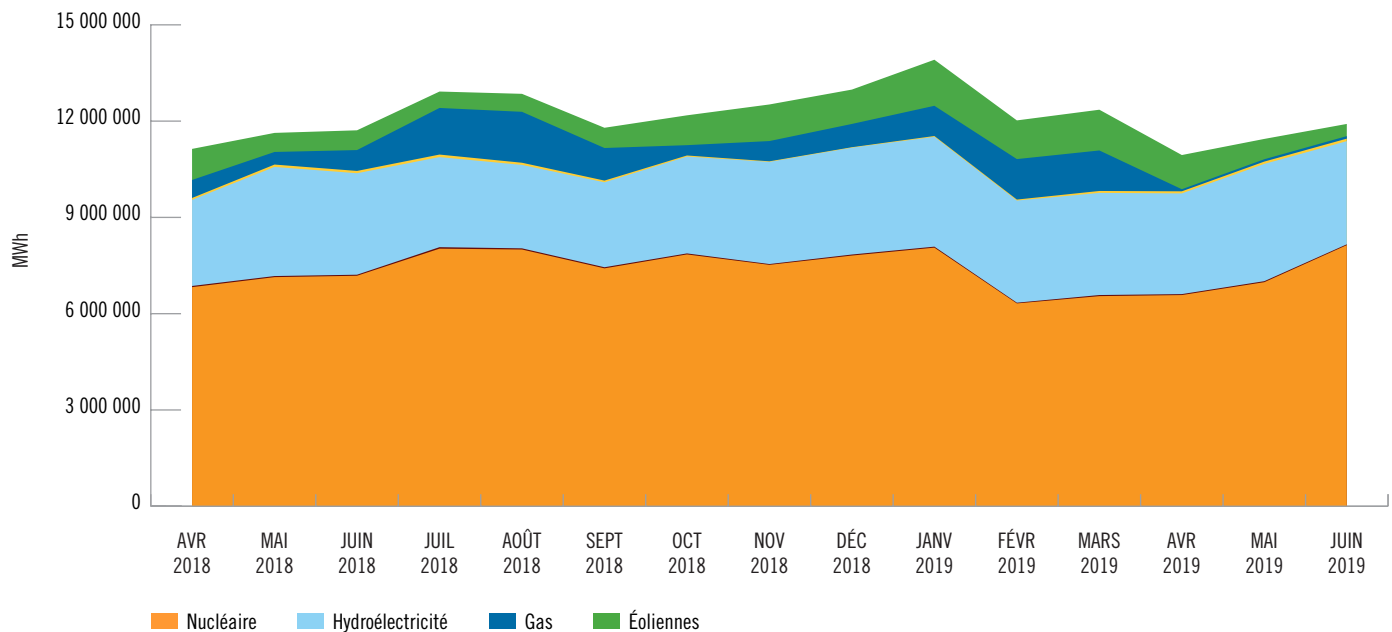


1. Les clients de catégorie A sont de gros consommateurs d'électricité qui paient le Rajustement global, calculé à partir de leur consommation d'énergie pendant les cinq heures de l'année où la demande est la plus élevée. Tous les autres clients appartiennent à la catégorie B, Tous les autres clients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

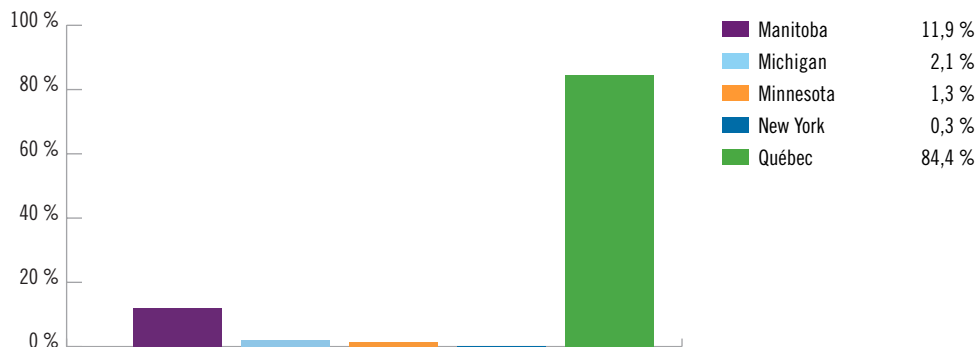
Les données ci-dessus sont extraites d'un rapport produit par la SIERE et disponible à l'adresse reports.ieso.ca/public/GenOutputbyFuelMonthly/PUB_GenOutputbyFuelMonthly.xml. Ce rapport s'appuie sur des données relatives aux livraisons afin de fournir des informations supplémentaires à tous les planificateurs 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

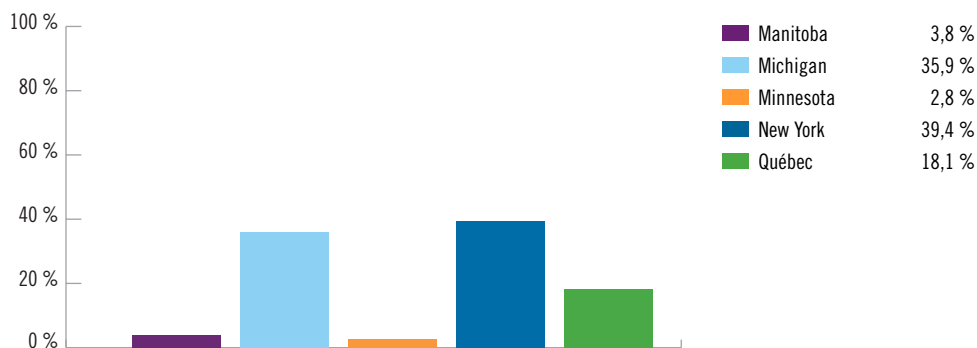
L'Ontario est raccordé à un large réseau stable de réseaux de transport couvrant l'Amérique du Nord, ce qui contribue à la fiabilité du réseau et à l'efficacité économique. Les importations sont en concurrence avec la production ontarienne pour fournir de l'électricité au meilleur prix possible et pour 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 T2



Exportations au T2



T2 (GWh)	Manitoba	Michigan	Minnesota	New York	Québec	Total
Quantités importées	106,84	18,68	11,43	2,64	756,66	896,25
Quantités exportées	197,25	1 849,81	141,83	2 027,34	929,47	5 145,70

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.

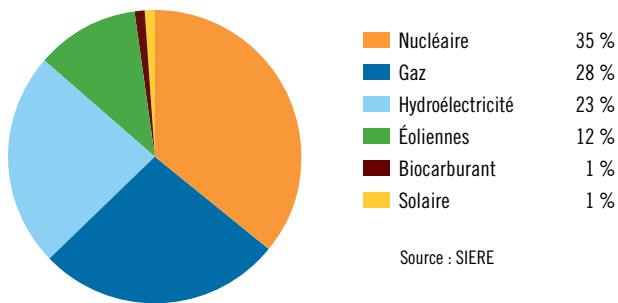
Nouvelles installations enregistrées au cours du T2

Les projets suivants ont été mis en service et le processus de participation au marché a été achevé; ils sont inclus dans la capacité installée totale des centrales participant au marché de la SIERE :

- Centrale solaire de Nanticoke – 44 MW

**Remarque : Une installation a reçu une approbation pour une annulation de son inscription et une autre a changé de catégorie. En conséquence, les valeurs qui sont présentées dans les capacités de production raccordées au réseau sont plus faibles.*

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.

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
2019 CDA	13 009	8 499	0	10 277	4 486	295	424	36,989
2018	13 009	8 482	0	10 277	4 486	295	380	36 929
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

* 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

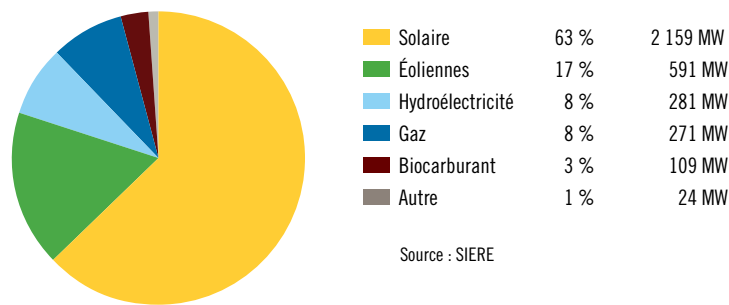
Remarque : Les chiffres ayant été arrondis, ils peuvent ne pas concorder avec les totaux de la source.

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 T2 2019, une production intégrée 3 436 MW était en exploitation commerciale dans les réseaux locaux de distribution.

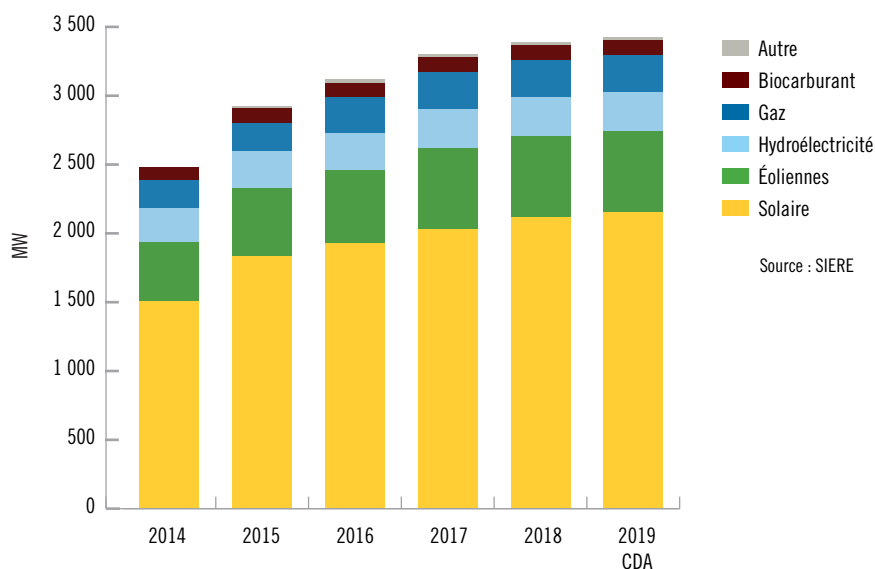
Capacité de production intégrée sous contrat en exploitation commerciale (T2)



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

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.

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 dans la province : capacité en service raccordée au réseau et capacité de production intégrée sous contrat avec la SIERE.

Année	Nucléaire	Hydroélectricité	Charbon	Gaz	Éolienne	Biocarburant	Solaire	Autre	Total
2019 T2 (MW)	13 009	8 780	0	10 548	5 076	404	2 583	24	40 424
2019 T2 (%)	32 %	22 %	0 %	26 %	13 %	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**25 931 MW (T2)**

Demande au moment du pic	20 248 MW (T2)	Obligation en matière de réserve de fonctionnement	1 432 MW (T2)
Demande minimale	10 328 MW (T2)		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 trois objectifs en matière d'économie d'électricité² à atteindre par l'entremise de programmes d'économie d'énergie pour la période 2015-2020. 1) Le Cadre stratégique de priorité à la conservation de l'énergie (CFF) administré par les entreprises locales de distribution (ELD) et la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE), avec un objectif révisé de 6,0 térawattheures (TWh); 2) Pour combler l'écart avec l'ancien objectif de 7,4 TWh, le nouveau cadre stratégique provisoire, qui est entré en vigueur le 22 mars 2019, fixe un objectif de 1,4 TWh et 189 mégawatts (MW); et 3) Le Programme d'accélération pour le secteur industriel (IAP), auquel sont admissibles les clients raccordés au réseau de transport par l'intermédiaire de la SIERE, avec un objectif de 1,3 TWh. De manière générale, la province continue de vouloir atteindre des économies de 8,7 TWh d'ici le 31 décembre 2020. Les programmes couvrent tous les secteurs et offrent aux clients des incitations en vue de les aider à utiliser l'énergie de manière rationnelle.

Au T2 2019, les programmes CFF avaient permis de faire des économies d'électricité de l'ordre de 6 227 gigawattheures (GWh), correspondant à 104 % de l'objectif de 6,0 TWh, et le programme IAP des économies de 427 GWh, soit 33 % de l'objectif de 1,3 TWh en 2020. Les nouveaux programmes IF ont réalisé 8 GWh et 1 MW d'économie d'électricité et de demande, correspondant à 1 % des objectifs respectifs de 1,4 TWh et 189 MW pour 2020.

Évolution des économies d'énergie réalisées - Résultats (au T2 2019)³

Évolution graduelle		2019 T2 Évolution graduelle	2015-2019 T2 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)	4	792	-
	Économies d'énergie (GWh)	20	6 227	104
PASI offert par la SIERE	Économies en période de pointe (MW)	2	119	-
	Économies d'énergie (GWh)	2	427	33
Programmes IF menés par la SIERE	Économies en période de pointe (MW)	1	1	1
	Économies d'énergie (GWh)	8	8	1
Total des économies d'énergie réalisées	Total des économies en période de pointe (MW)	7	912	-
	Total des économies d'énergie (GWh)	30	6 663	-

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

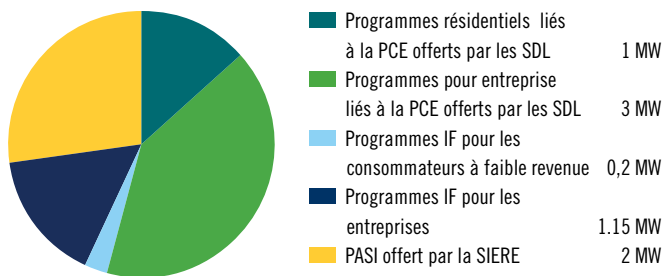
Source : SIERE

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 %.

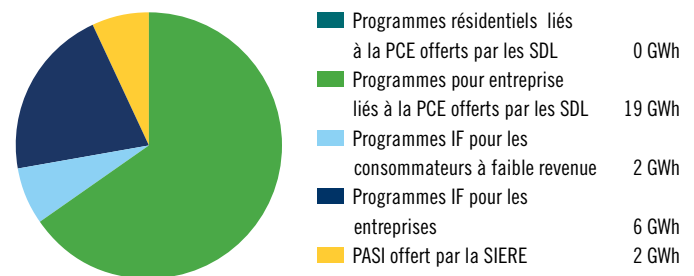
3. Les résultats, qui n'ont pas été vérifiés, sont présentés en fonction des dates d'installation de projets se trouvant dans la période indiquée, et sont fondés sur les projets signalés et facturés à la SIERE au T2 2019.

Économies d'énergie réalisées grâce aux programmes d'économies d'énergie des SDL (T2)

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 (RD) est accordée dans le cadre d'un processus d'enchères concurrentielles. Cette enchère de RD représente une avenue à la fois transparente et rentable pour sélectionner les fournisseurs de services de RD les plus concurrentiels, tout en garantissant que tous les fournisseurs sont tenus aux mêmes obligations de rendement.

La vente aux enchères de RD tenue en décembre 2018 a permis d'obtenir 818,4 MW pour la période d'engagement estivale de six mois commençant le 1^{er} mai 2019 et 854,2 MW pour la période d'engagement hivernale de six mois commençant le 1^{er} novembre 2019.

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 2018 et s'est achevée le 30 avril 2019.

Cinq plus hauts pics de demande : Heures et consommation pour l'ensemble du réseau (période de base : du 1^{er} mai 2018 au 30 avril 2019)

Date	Heure de fin	Quantité d'énergie retirée allouée (MW)	Production intégrée (MW)	Injections dans les installations de stockage d'énergie (MWh)	Total (MW)
5 septembre 2018	17	22 551,315	1 076,151	0,446	23 627,020
5 juillet 2018	15	22 415,022	1 418,704	0,008	23 833,718
4 juillet 2018	18	22 122,730	734,709	0,393	22 857,046
28 août 2018	17	21 643,799	1 069,941	0,581	22 713,159
4 septembre 2018	17	21 379,327	803,919	0,759	22 182,487

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} mai 2018 au 30 avril 2019.

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

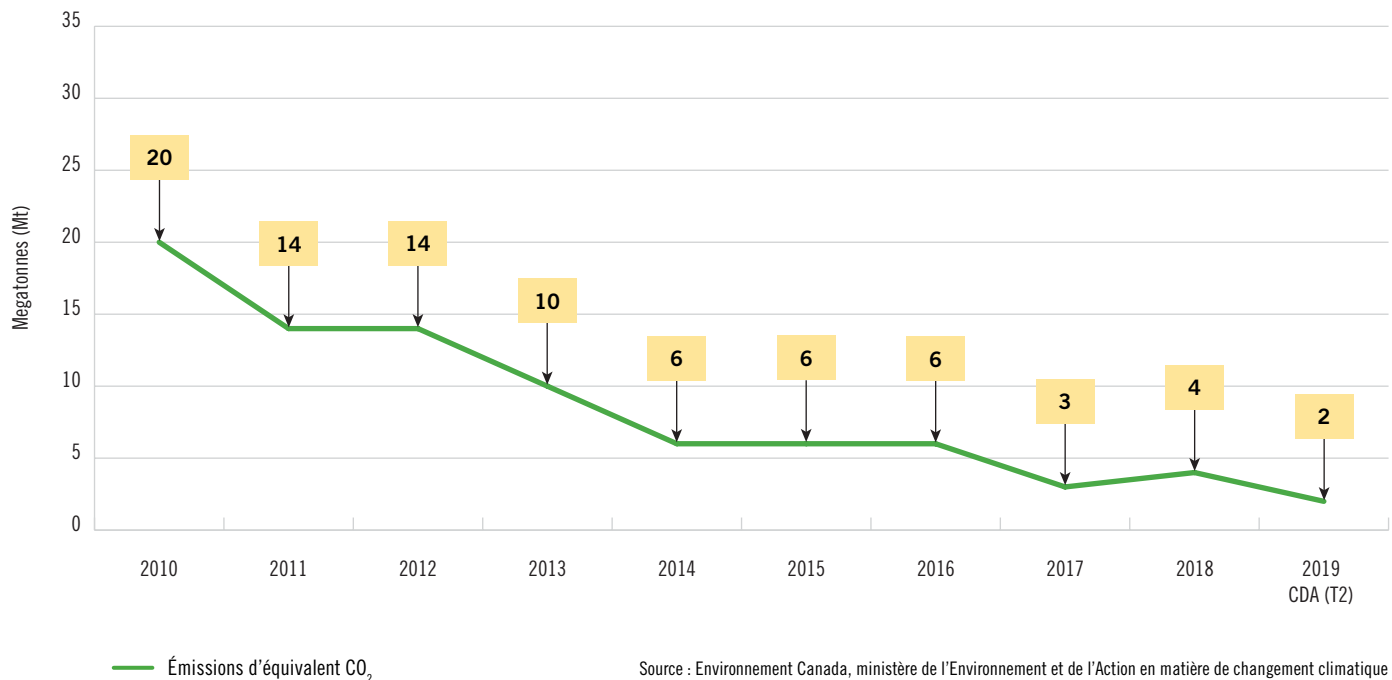
More information on the ICI is available at ieso.ca/-/media/files/ieso/document-library/global-adjustment/ici-backgrounder.pdf?la=en.

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 2010-2019. Depuis le début de l'année, les émissions de gaz à effet de serre au cours du T2 2019 ont totalisé environ deux mégatonnes (Mt).



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)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019 CDA (T2)
Émissions de SO _x	38 507	11 966	10 342	10 192	846	424	579	644	504	254
Emissions de NO _x	27 358	18 198	19 867	17 973	11 448	10 355	9 323	5 695	5 924	2 979
Emissions de PM _{2,5}	843	518	468	445	309	262	239	195	210	105

Source : SIÈRE, 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.

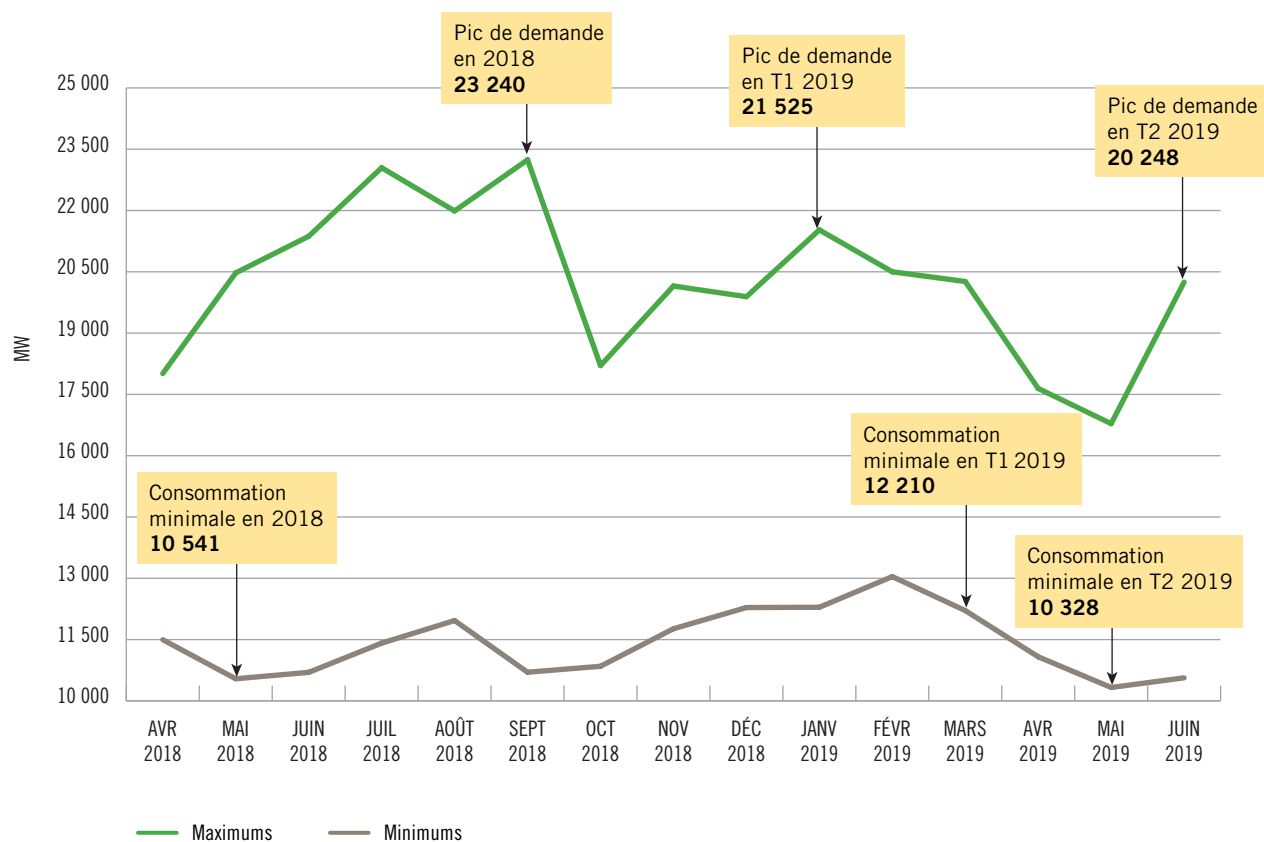
La croissance de la capacité de production solaire et éolienne intégrée et les programmes d'économies d'énergie continus réduisent les besoins en énergie provenant du réseau de production-transport, tout en exerçant une pression à la baisse sur les pointes de consommation en électricité.

Pic de demande d'électricité raccordée au réseau pour le T2 en Ontario

20 248 MW

Établi pour le 27 juin 2019 à 19 h (HNE)

Maximums et minimums mensuels en Ontario



Source: IESO

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 2019-20	21 115	22 288
Été 2020	22 138	24 500
Hiver 2020-21	21 160	22 456

Source : Perspectives de fiabilité de la SIERE

Demande d'énergie raccordée au réseau en Ontario

Année	T2 Total (TWh)
2019	30,85
2018	31,92
2017	30,60
2016	31,98
2015	31,58
2014	32,71
2013	32,90

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

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

Année	Total (TWh)	Variation par rapport à l'année précédente
2019	66,6	s/o
2018	137,4	5,3
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

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										2019						
Mois (¢/kWh)	AVR 2018	MAI 2018	JUIN 2018	JUIL 2018	AOÛT 2018	SEPT 2018	OCT 2018	NOV 2018	DÉC 2018	JANV 2019	FÉVR 2019	MARS 2019	AVR 2019	MAI 2019	JUIN 2019	Moyenne CDA
THEO*	2,86	1,15	1,67	2,86	2,89	2,69	1,28	2,36	2,66	2,64	2,71	2,67	1,48	0,70	0,37	1,75
Rajustement global (client de catégorie A)	4,99	5,24	5,99	5,21	4,77	4,75	6,30	4,25	4,87	5,32	5,43	4,81	6,37	6,42	7,18	5,92
Coût total du produit	7,85	6,39	7,66	8,07	7,66	7,44	7,58	7,61	7,53	7,96	8,14	7,48	7,85	7,12	7,55	7,67

*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

Class B										2019						
Mois (¢/kWh)	AVR 2018	MAI 2018	JUIN 2018	JUIL 2018	AOÛT 2018	SEPT 2018	OCT 2018	NOV 2018	DÉC 2018	JANV 2019	FÉVR 2019	MARS 2019	AVR 2019	MAI 2019	JUIN 2019	Moyenne CDA
THEO*	2,97	1,31	1,83	3,04	3,06	2,99	1,38	2,51	2,79	2,78	2,79	2,73	1,56	0,76	0,48	1,92
Rajustement global (client de catégorie B)	9,96	10,79	11,90	7,74	7,49	8,58	12,06	9,86	7,40	8,09	8,81	8,04	12,33	12,60	13,73	10,38
Coût total du produit	12,93	12,10	13,73	10,78	10,55	11,57	13,44	12,37	10,19	10,87	11,60	10,77	13,89	13,36	14,21	12,30

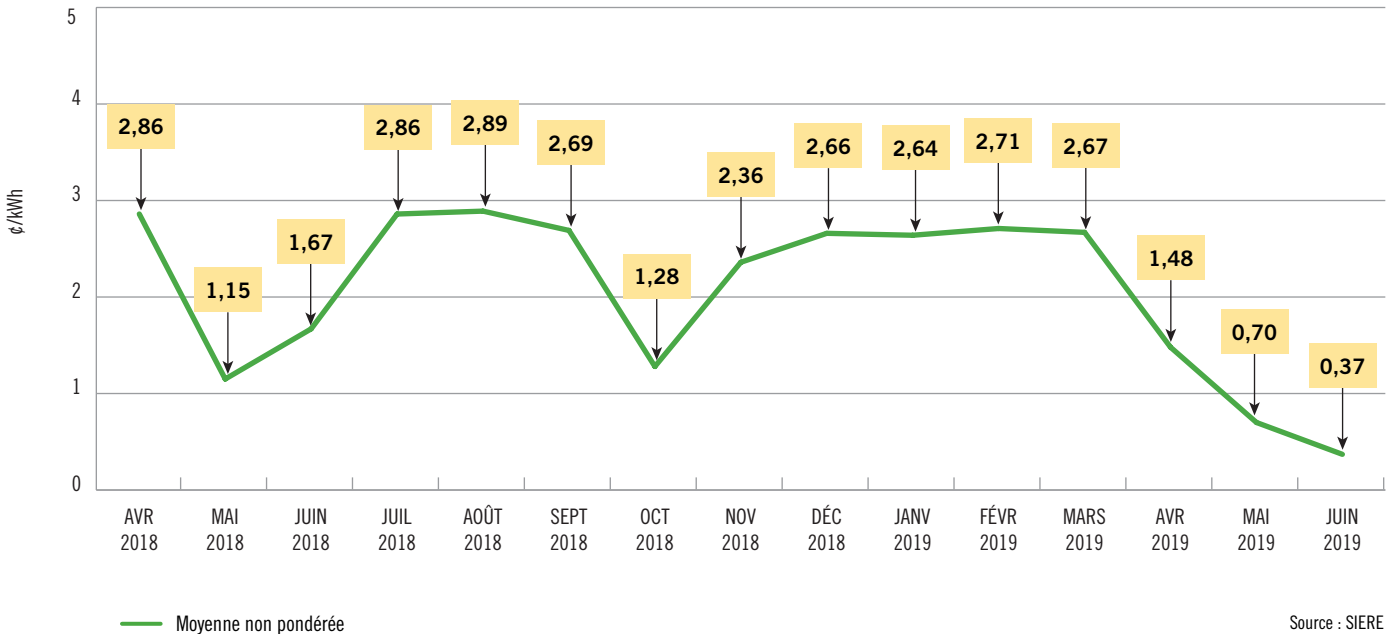
*Les moyennes sont établies en fonction de la quantité d'électricité consommée à grandeur de la province pour chaque heure afin de refléter de manière générale le profil de consommation pour les consommateurs de catégorie B (c.-à-d. du secteur résidentiel et commercial).

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.

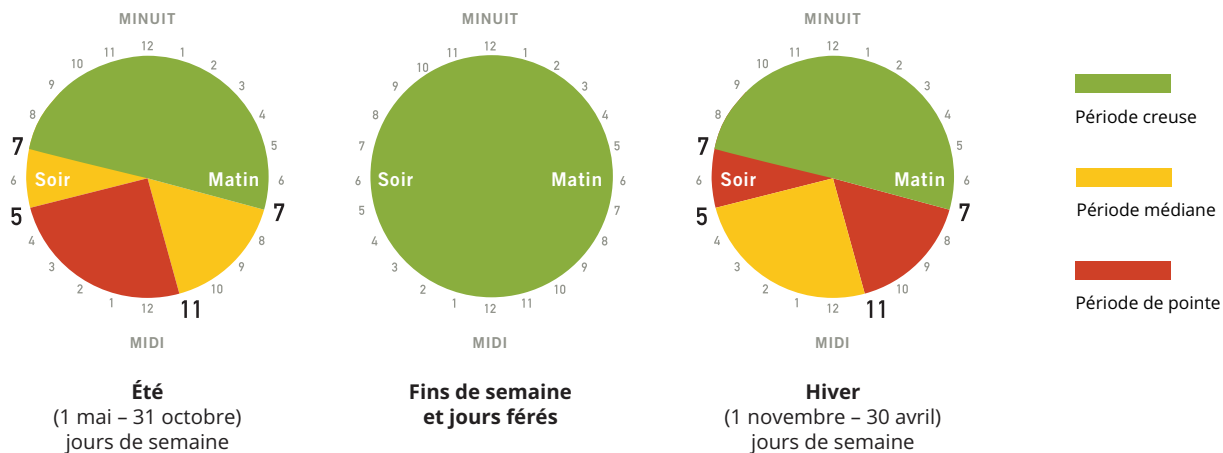
S'ils sont équipés de compteurs électriques horaires (ou « intelligents ») admissibles capables de déterminer à quel moment est consommée l'électricité dans la journée, les abonnés couverts par la GTR, les clients paieront les tarifs de la GTR d'après la structure des tarifs selon l'heure. Les tarifs 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.

Depuis juillet 2017, la CEO établit les prix de l'électricité pour les consommateurs régis par la Grille tarifaire réglementée (GTR) en vertu de la Loi sur le Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables. Cette loi établit le cadre en vertu duquel les consommateurs admissibles (désignés « consommateurs déterminés » dans le texte de loi) peuvent bénéficier de réductions de leur facture d'électricité aux termes de la GTR. Le 22 mars 2019, le gouvernement de l'Ontario a apporté des changements à l'approche que la CEO doit adopter pour fixer les prix de la GTR durant la période allant du 1^{er} mai 2019 au 31 octobre 2019. Les règlements révisés exigent que les prix soient établis de façon à ce que la facture mensuelle d'un consommateur témoin augmente en fonction du taux d'inflation relatif à la facture du 1^{er} mai 2018. Les tarifs selon l'heure de la GTR fixés par la CEO et entrés en vigueur le 1^{er} mai 2019 sont présentés ci-dessous.

Les consommateurs qui ne paient pas les prix de la GTR, mais qui sont admissibles en vertu de la Loi sur le Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables verront leurs factures baisser grâce à une réduction des frais de rajustement global (RG) à chaque période de facturation. Il s'agit des consommateurs qui sont admissibles à la GTR, mais qui ont choisi de signer un contrat avec un détaillant d'énergie ou de payer les tarifs du marché, ainsi que des consommateurs qui ne sont pas admissibles à la GTR, mais qui sont admissibles au rabais de 8 % en vertu de la Loi sur la remise de l'Ontario pour les consommateurs d'électricité. Ce crédit est conçu pour accorder à ces consommateurs un niveau d'avantage correspondant à l'avantage offert au consommateur témoin grâce aux tarifs de la GTR. Il est fondé sur la différence entre les tarifs de la GTR qui auraient été en vigueur le 1^{er} mai 2019 sans la Loi sur le Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables et les nouveaux tarifs de la GTR fixés par la CEO le 1^{er} mai 2019. Le modificateur de rajustement global a été établi à 41,49 \$ par la CEO à compter du 1^{er} mai 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 T2 2019 pour les abonnés de la GTR qui ont des compteurs intelligents admissibles.



Tarifs selon l'heure de la GTR en vigueur le 1^{er} mai 2019

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

Exemple de facture mensuelle résidentielle

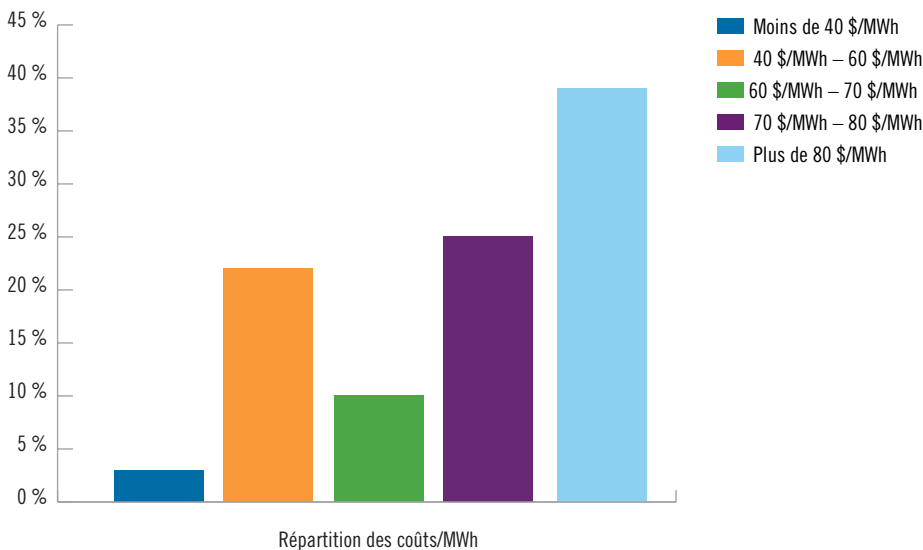
	Coût mensuel (\$)
Électricité	57,65
Livraison	57,32
Répartition	44,26
Transmission	10,89
Pertes subies par les lignes	2,17
Réglementation	3,08
TVH	15,35
Remboursement provincial de 8 %	(9,44)
Total de la facture	123,96

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 700 kWh au 1^{er} avril 2019, 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.

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 2018. 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 transport⁴ (2018)



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.⁵

Tarifs de l'électricité pour les clients industriels raccordés au réseau de distribution (2019)

\$/MWh	Windsor (EnWin)	Hamilton (Alectra)	Ottawa	Sudbury	Toronto*
THEO*	8,52	8,53	8,53	8,85	8,55
Rajustement global - Catégorie A	66,88	66,98	66,99	69,47	67,15
Livraison	17,56	17,71	20,67	14,87	22,70
Réglementation	3,92	3,92	3,92	4,07	3,93
Tarif global	96,88	97,14	100,11	97,26	102,33

* L'estimation des coûts de distribution pour un client industriel de Toronto, l'hypothèse est que 1 kVA est égal à 1 kW, aux fins de facturation.

Source : SIERE et CEO

** Le PHEO se fonde sur un calcul moyen trimestriel effectué entre avril et juin 2019. Le « rajustement global » indiqué dans le tableau correspond à la moyenne de tous les consommateurs de Catégorie A raccordés au réseau de distribution pour les mois de avril à juin 2019. Les deux quantités ont été rajustées pour tenir compte des pertes à l'aide du facteur de perte dans le cadre du comptage primaire de chaque distributeur.

Remarque : La RLD a pris fin pour tous les consommateurs d'énergie le 31 mars 2018.

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

5. 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 2019 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 2019. 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 Québec	5,79	23 Arizona	8,08	45 Wisconsin	10,17
2 Manitoba	5,87	24 Missouri	8,14	46 Île-du-Prince-Édouard	10,24
3 Oklahoma	6,09	25 Alabama	8,24	47 Maryland	10,25
4 Washington	6,18	26 Oregon	8,37	48 Minnesota	10,36
5 Nord de l'Ontario	6,82	27 Ohio	8,38	49 Delaware	10,44
6 Texas	6,83	28 Colombie-Britannique	8,51	50 Moyenne des É.-U.	10,58
7 Nevada	6,92	29 Wyoming	8,58	51 Nouvelle-Écosse	11,02
8 Kentucky	6,93	30 Pennsylvania	8,69	52 Dakota du Nord	11,18
9 Géorgie	7,19	31 Nouveau-Brunswick	8,74	53 District de Columbia	11,28
10 Louisiane	7,19	32 Terre-Neuve-et-Labrador	8,82	54 Alberta	12,87
11 New York	7,29	33 Sud de l'Ontario	8,84	55 Maine	12,98
12 Iowa	7,37	34 Illinois	8,95	56 New Jersey	13,54
13 Utah	7,39	35 Canadian Average	9,03	57 Vermont	13,95
14 Tennessee	7,50	36 Virginie	9,22	58 Californie	14,68
15 Caroline du Nord	7,54	37 Kansas	9,56	59 New Hampshire	17,37
16 Caroline du Sud	7,54	38 Colorado	9,57	60 Connecticut	18,88
17 Idaho	7,54	39 Michigan	9,60	61 Massachusetts	19,17
18 Arkansas	7,55	40 Saskatchewan	9,62	62 Rhode Island	21,17
19 Montana	7,67	41 Indiana	10,04	63 Alaska	24,45
20 Nouveau-Mexique	7,70	42 Nebraska	10,06	64 Hawaï	35,52
21 Virginie occidentale	8,04	43 Dakota du Sud	10,15		
22 Mississippi	8,07	44 Floride	10,15		

Remarque : Les estimations peuvent être différentes des coûts réels pour un consommateur en fonction de l'emplacement, de la connexion et des caractéristiques d'exploitation. Les montants ne tiennent pas compte des taxes et de la participation aux programmes de prestation qui sont applicables.

Le prix de l'Ontario est fondé sur les données d'avril 2019 et il comprend le prix horaire de l'énergie en Ontario, le rajustement global de classe A, ainsi que les frais de livraison et de service pour le marché de gros.

Tous les autres tarifs du Canada sont issus de l'analyse comparative avec les tarifs d'électricité d'Hydro-Québec qui étaient en vigueur au 1^{er} avril 2019. L'analyse a été réalisée pour certaines sociétés de distribution locale qui approvisionnent certaines villes. Ces tarifs s'appliquent à un consommateur de 5 MW possédant un facteur de charge de 65 %. Quand Hydro-Québec mentionne les tarifs de deux villes dans la même province (Calgary et Edmonton par exemple), nous utilisons la moyenne de ces deux tarifs. Si une seule ville est mentionnée (Vancouver en Colombie-Britannique ou Montréal au Québec par exemple), c'est ce tarif que nous utilisons pour établir une comparaison.

Aux États-Unis, on utilise les données d'avril 2018 provenant de l'étude de l'US Energy Information Administration portant sur environ 500 des plus grands services publics d'électricité. Le prix indiqué correspond à la moyenne des revenus déclarés par le distributeur pour la vente d'électricité au secteur industriel. Le montant représente une estimation du prix de détail moyen; il ne reflète pas nécessairement le montant facturé à un consommateur individuel. Les prix sont convertis à taux de change de 1 \$ US = 1,34 \$ CA.

Nouveauté en matière d'électricité

Voici quelques rapports et publications sur l'électricité.

Renseignements	Publié par	Date
 Perspectives de fiabilité	SIERE	Le 20 juin 2019
 Rapport d'économie d'énergie trimestriel (T2 2019)	SIERE	Le 4 juillet 2019
 Rapport d'avancement sur l'approvisionnement en électricité sous contrat (T2 2019)	SIERE	Le 19 septembre 2019
 PowerNews (été 2019)	OPG	Le 19 juillet 2019
 Résultats financiers trimestriels d'OPG (T2 2019)	OPG	Le 15 août 2019
 Darlington Refurbishment Performance Update* (T2 2019)	OPG	Le 15 août 2019
 Rapports de rendement de Darlington (T2 2019)	OPG	Le 17 septembre 2019
 Rapports de rendement de Pickering (T2 2019)	OPG	Le 17 septembre 2019
 Rapport trimestriel d'Hydro One (T2 2019)	Hydro One	Le 19 mai 2019
 Prix de la grille tarifaire réglementée et modificateur de rajustement global pour la période allant du 1 ^{er} mai 2019 au 31 octobre 2019	CEO	Le 17 avril 2019
 Rapport du Comité de surveillance du marché sur les marchés de l'électricité administrés par la SIERE	CEO	Le 29 avril 2019

* Les rapports complets sur les remises à neuf ne sont plus affichés sur OPG.com. On y présente plutôt un rapport de mise à jour.