

RAPPORT T1 2019 SUR L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO

JANVIER – MARS 2019
ÉLECTRICITÉ

Pic de demande d'électricité raccordée au réseau en Ontario (T1)

21 525 MW

Établi le 21 janvier 2019, 18 h HNE

Source : SIERE

Pic de demande d'électricité raccordée au réseau de transport d'énergie (T1)

Nucléaire	20,93 TWh	54,7 %
Hydroélectricité	9,79 TWh	25,6 %
Éoliennes	3,91 TWh	10,2 %
Gaz	3,46 TWh	9,0 %
Solaire	< 1 TWh	0,3 %
Biocarburant	< 1 TWh	0,2 %

Source : SIERE

Économies d'énergie (T1)

Total des économies nettes en période de pointe	7 MW
Total des économies nettes d'énergie	42 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)

	T1	CDA
Prix horaire de l'énergie en Ontario (moyenne non pondérée)	2,67	2,67
Rajustement global (moyenne, catégorie A) ¹	5,18	5,18
Total	7,85	7,85

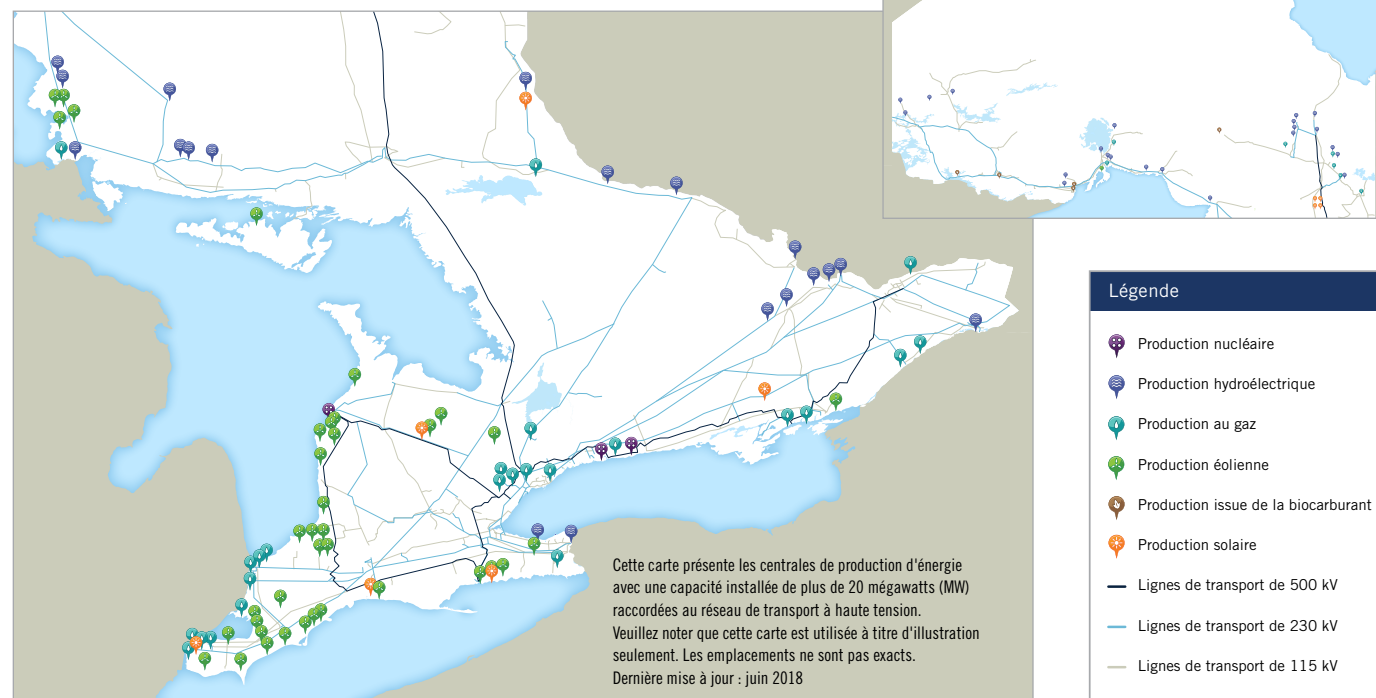
Source : SIERE

Coût du produit – Catégorie B (¢/kWh)

	T1	CDA
Prix horaire de l'énergie en Ontario (moyenne pondérée)	2,77	2,77
Rajustement global (moyenne, catégorie B) ¹	8,31	8,31
Total	11,08	11,08

Source : SIERE

Réseau de transport de l'Ontario

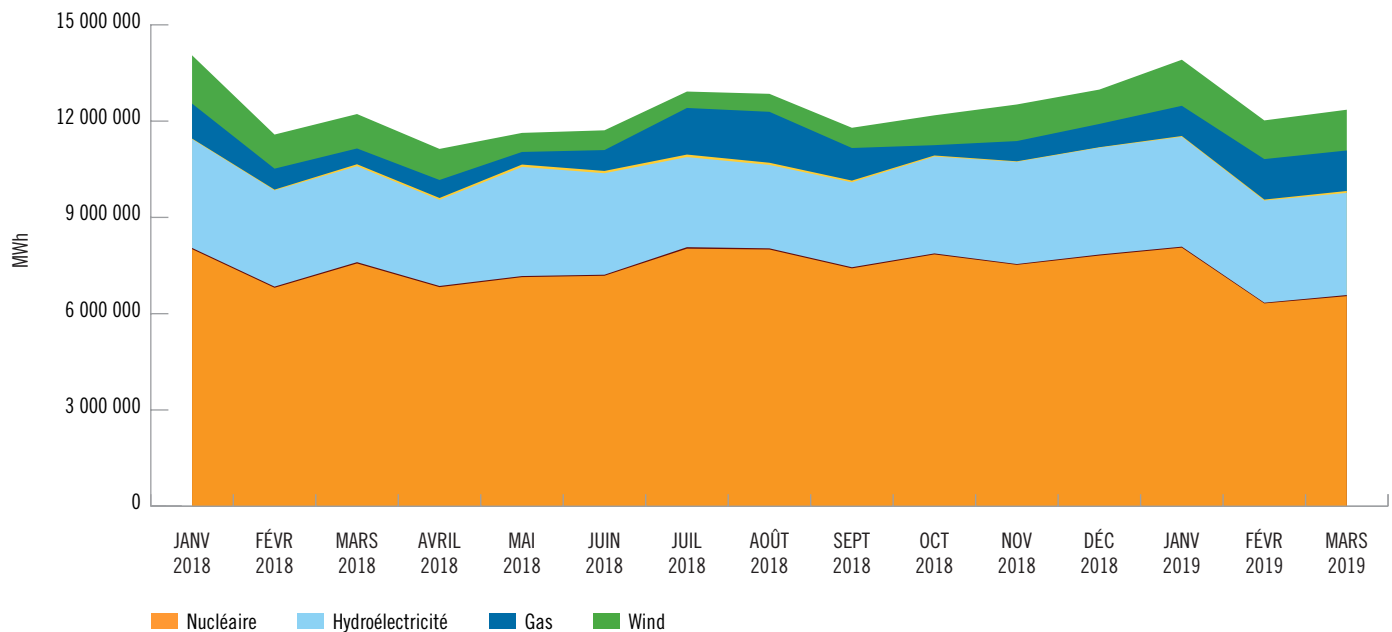


1. Les clients de catégorie A sont de gros consommateurs d'électricité qui paient le Rajustement global, calculé à partir de leur consommation d'énergie pendant les cinq heures de l'année où la demande est la plus élevée. Tous les autres clients appartiennent à la catégorie B, Tous les autres clients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

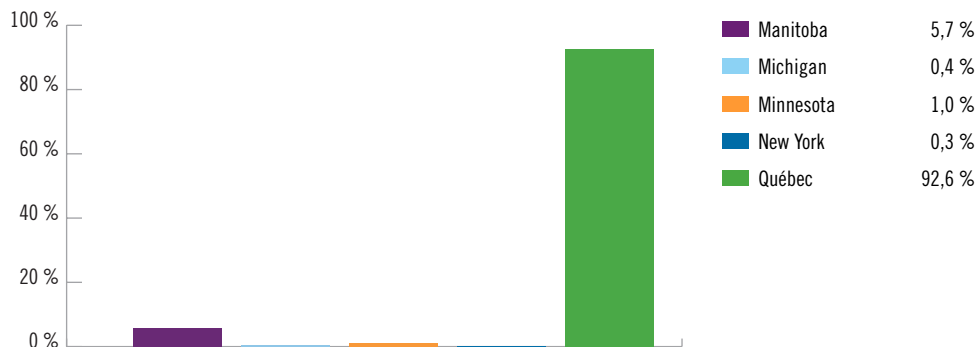
Les données ci-dessus sont extraites d'un rapport produit par la SIERE et disponible à l'adresse reports.ieso.ca/public/GenOutputbyFuelMonthly/PUB_GenOutputbyFuelMonthly.xml. Ce rapport s'appuie sur des données relatives aux livraisons afin de fournir des informations supplémentaires à tous les planificateurs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

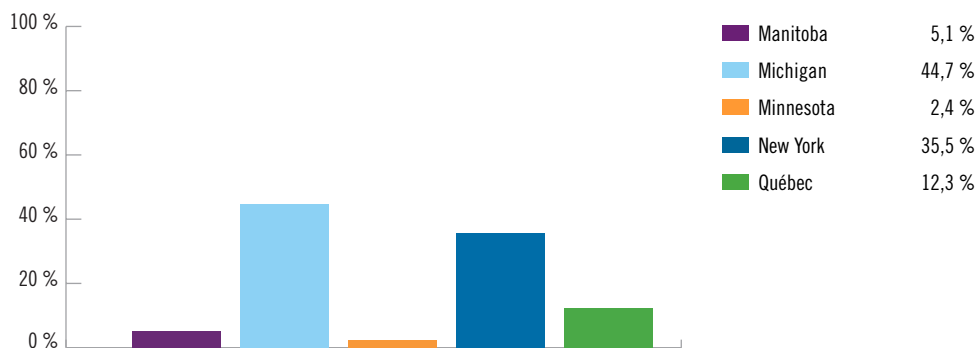
L'Ontario est raccordé à un large réseau stable de réseaux de transport couvrant l'Amérique du Nord, ce qui contribue à la fiabilité du réseau et à l'efficacité économique. Les importations sont en concurrence avec la production ontarienne pour fournir de l'électricité au meilleur prix possible et pour 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 T1



Exportations au T1



T1 (GWh)	Manitoba	Michigan	Minnesota	New York	Québec	Total
Quantités importées	129,42	9,26	21,85	7,88	2 097,87	2 266,29
Quantités exportées	243,9	2 136,7	113,5	1 700,00	589,6	4 783,70

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.

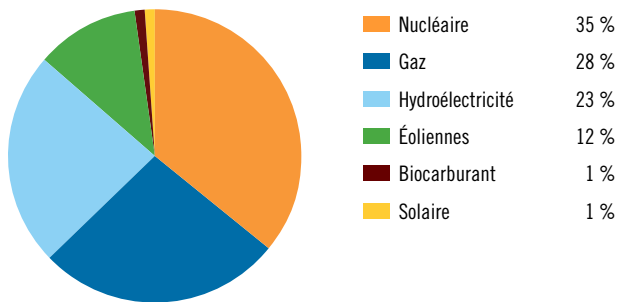
Nouvelles installations enregistrées au cours du T1

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 :

- Yellow Falls – 16 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.

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
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

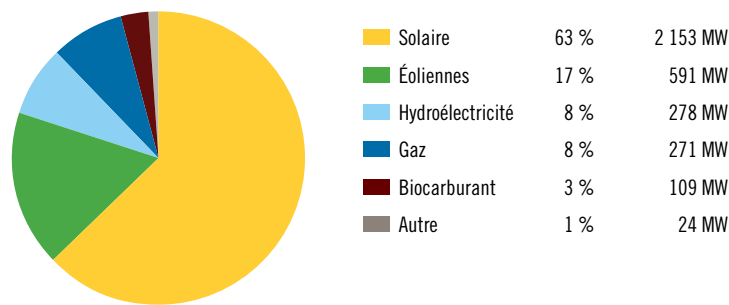
Remarque : Les chiffres ayant été arrondis, ils peuvent ne pas concorder avec les totaux de la source.

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 T1 2019, une production intégrée 3 426 MW était en exploitation commerciale dans les réseaux locaux de distribution.

Capacité de production intégrée sous contrat en exploitation commerciale (T1)

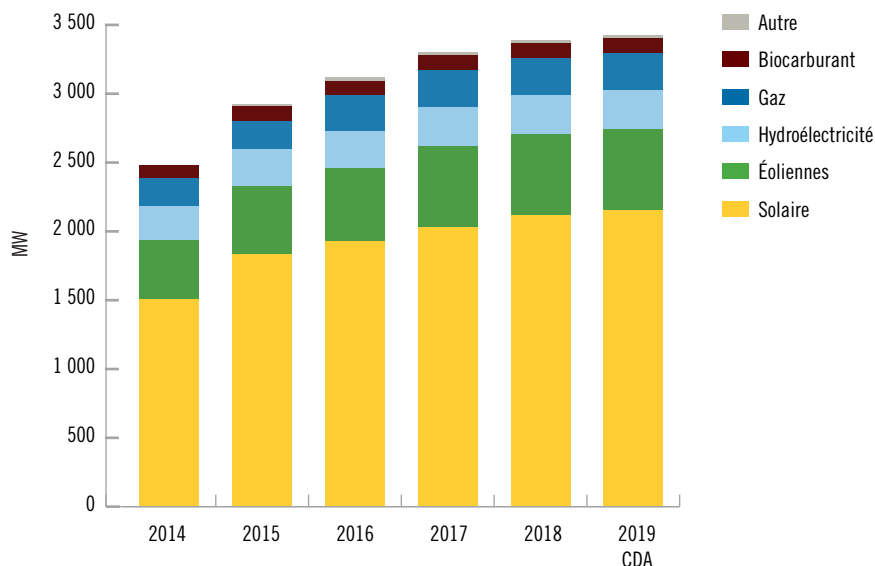


Remarque : Les chiffres ayant été arrondis, ils peuvent ne pas concorder avec les totaux de la source.

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 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 T1 (MW)	13 009	8 777	0	10 548	5 077	404	2 533	24	40 372
2019 T1 (%)	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**24 738 MW (T1)**

Demande au moment du pic	21 525 MW (T1)	Obligation en matière de réserve de fonctionnement	1 618 MW (T1)
Demande minimale	12 210 MW (T1)		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

Au T1 de 2019, les programmes liés au cadre PCE avaient permis de réaliser des économies d'électricité de 6 056 gigawattheures (GWh), et le PASI avait permis de réaliser des économies d'électricité de 424 GWh. Pour de plus amples renseignements sur les résultats trimestriels, veuillez consulter le rapport trimestriel de la SIERE sur les progrès réalisés en matière d'économie de l'énergie à partir du site Web de la SIERE : ieso.ca/power-data/conservation-overview/conservation-reports.

Évolution des économies d'énergie réalisées - Résultats (au T1 2019)³

Évolution graduelle		2019 T1 Évolution graduelle	2015-2019 T1 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)	6	765	-
	Économies d'énergie (GWh)	23	6 056	82
PASI offert par la SIERE	Économies en période de pointe (MW)	1	117	-
	Économies d'énergie (GWh)	19	424	33
Total des économies d'énergie réalisées	Total des économies en période de pointe (MW)	7	882	-
	Total des économies d'énergie (GWh)	42	6 480	-

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

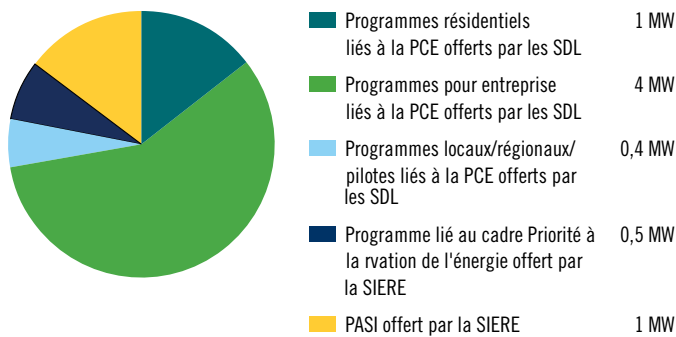
Source : SIERE

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 %.

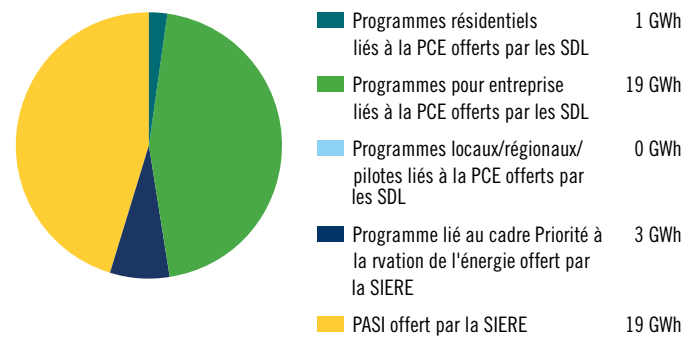
3. Les résultats, qui n'ont pas été vérifiés, sont présentés en fonction des dates d'installation de projets se trouvant dans la période indiquée, et sont fondés sur les projets signalés et facturés à la SIERE au T1 2019.

Économies d'énergie réalisées grâce aux programmes d'économies d'énergie des SDL (T1)

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 2017 et s'est achevée le 30 avril 2018.

Cinq plus hauts pics de demande : Heures et consommation pour l'ensemble du réseau (période de base : du 1^{er} mai 2017 au 30 avril 2018)

Date	Heure de fin	Quantité d'énergie retirée allouée (MW)	Production intégrée (MW)	Total (MW)
25 septembre 2017	17	21 170,494	641,115	21 811,609
26 septembre 2017	17	21 038,558	626,445	21 665,003
12 juin 2017	17	20 701,997	1 296,884	21 998,881
5 janvier 2018	18	20 238,280	646,859	20 885,139
19 juillet 2017	18	20 122,460	861,665	20 984,125

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

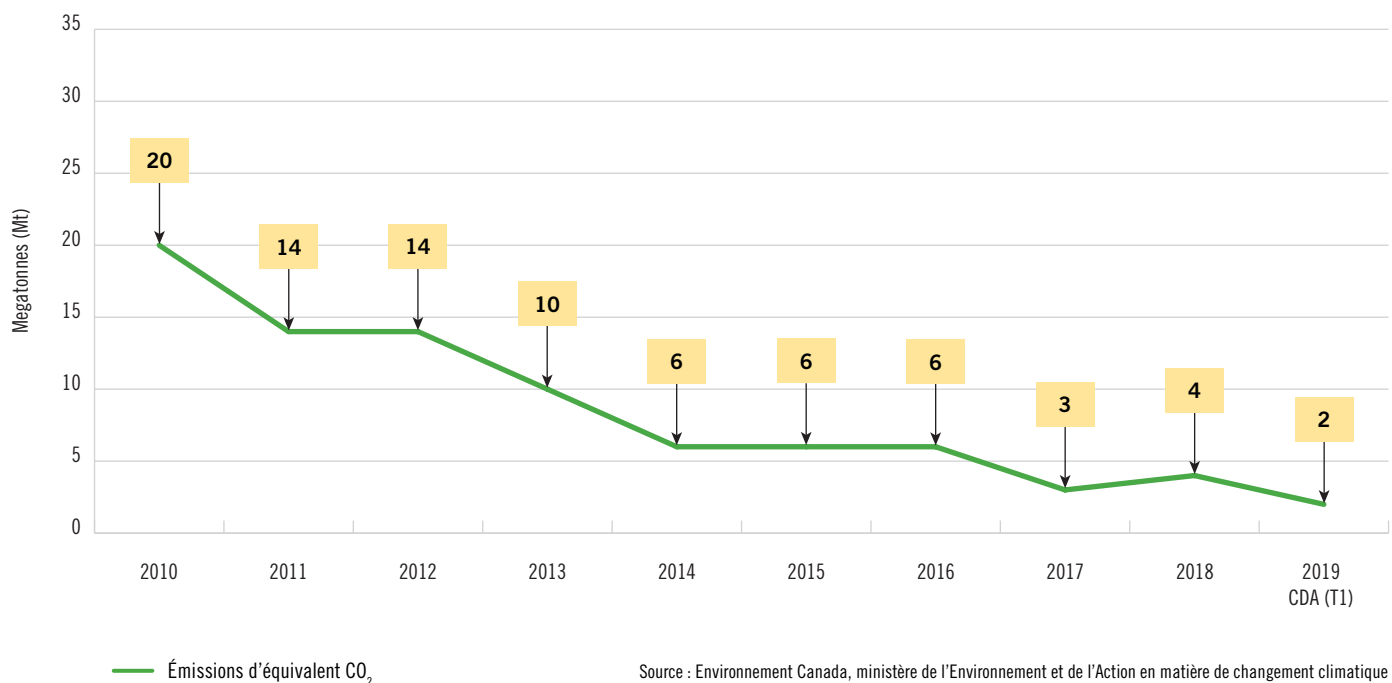
More information on the ICI is available at ieso.ca/-/media/files/ieso/document-library/global-adjustment/ici-backgroundunder.pdf?la=en.

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 T1 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 (T1)
Émissions de SO _x	38 507	11 966	10 342	10 192	846	424	579	644	504	100
Emissions de NO _x	27 358	18 198	19 867	17 973	11 448	10 355	9 323	5 695	5 924	1 840
Emissions de PM _{2,5}	843	518	468	445	309	262	239	195	210	62

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.

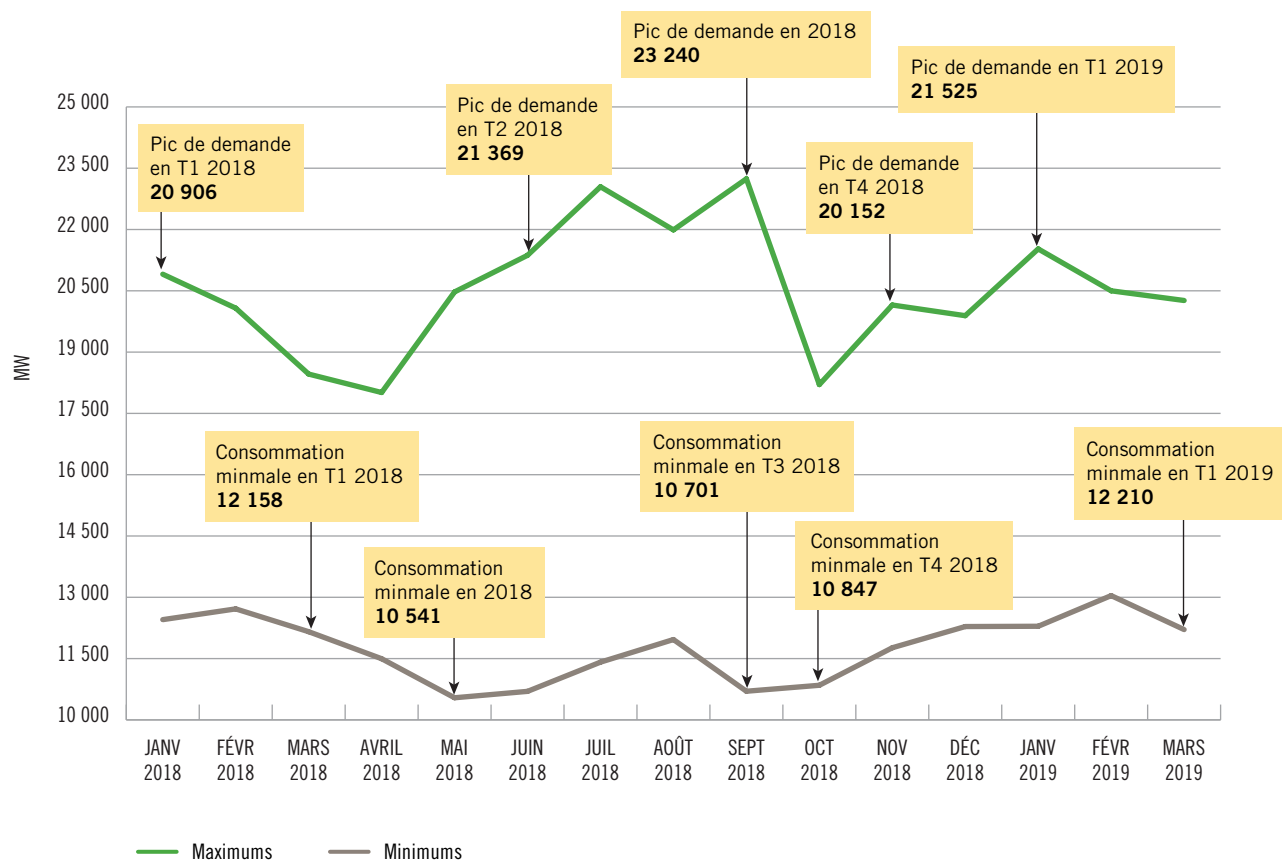
La croissance de la capacité de production solaire et éolienne intégrée et les programmes d'économies d'énergie continus réduisent les besoins en énergie provenant du réseau de production-transport, tout en exerçant une pression à la baisse sur les pointes de consommation en électricité.

Pic de demande d'électricité raccordée au réseau pour le T1 en Ontario

21 525 MW

Établi pour le 21 janvier 2019 à 18 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)
Été 2019	22 061	24 385
Hiver 2019-2020	21 106	22 132
Été 2020	22 094	24 439

Source : Perspectives de fiabilité de la SIERE

Demande d'énergie raccordée au réseau en Ontario

Année	T1 Total (TWh)
2019	35,70
2018	35,02
2017	34,31
2016	35,16
2015	37,47
2014	38,35
2013	36,60

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	35,7	n/a
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

Mois (¢/kWh)	JANV 2018	FÉVR 2018	MARS 2018	AVR 2018	MAI 2018	JUIN 2018	JUIL 2018	AOÛT 2018	SEPT 2018	OCT 2018	NOV 2018	DÉC 2018	JANV 2019	FÉVR 2019	MARS 2019	2019 Moyenne CDA
THEO*	3,03	1,80	1,65	2,86	1,15	1,67	2,86	2,89	2,69	1,28	2,36	2,66	2,64	2,71	2,67	2,67
Rajustement global (client de catégorie A)	4,04	4,33	4,92	4,99	5,24	5,99	5,21	4,77	4,75	6,30	4,25	4,87	5,32	5,43	4,81	5,18
Coût total du produit	7,07	6,13	6,58	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

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

Class B

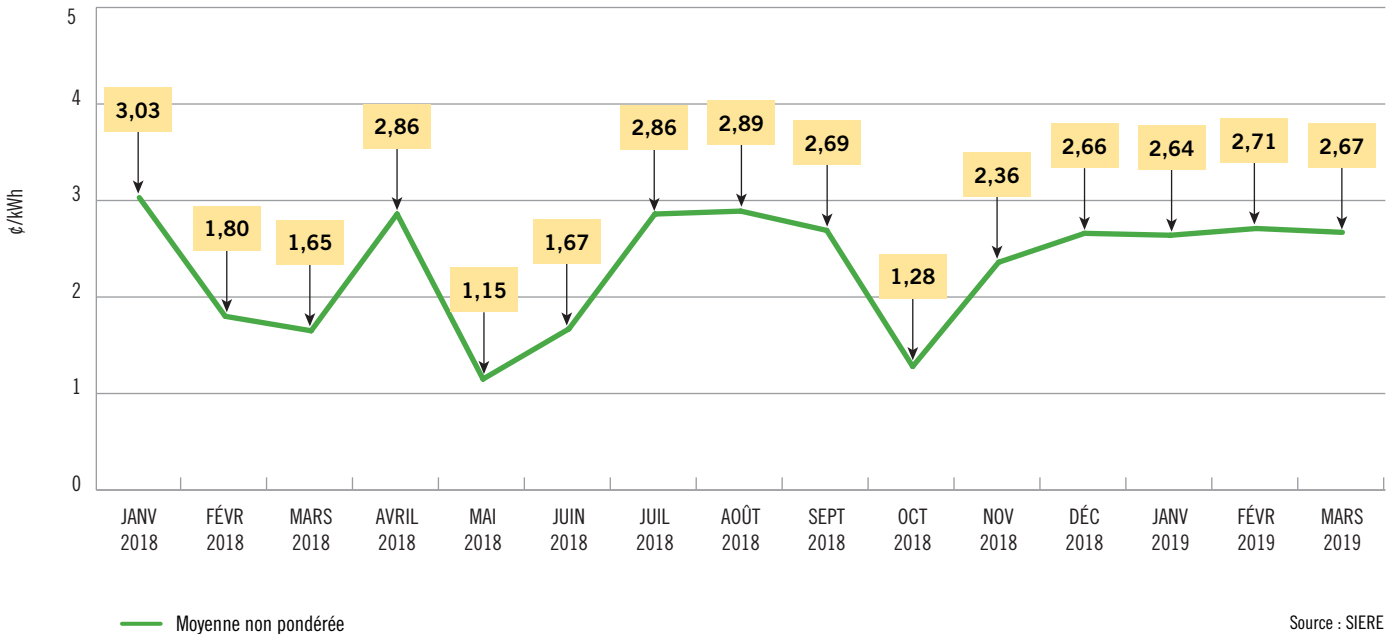
Mois (¢/kWh)	JANV 2018	FÉVR 2018	MARS 2018	AVR 2018	MAI 2018	JUIN 2018	JUIL 2018	AOÛT 2018	SEPT 2018	OCT 2018	NOV 2018	DÉC 2018	JANV 2019	FÉVR 2019	MARS 2019	2019 Moyenne CDA
THEO*	3,21	1,90	1,72	2,97	1,31	1,83	3,04	3,06	2,99	1,38	2,51	2,79	2,78	2,79	2,73	2,77
Rajustement global (client de catégorie B)	6,74	8,17	9,48	9,96	10,79	11,90	7,74	7,49	8,58	12,06	9,86	7,40	8,09	8,81	8,04	8,31
Coût total du produit	9,95	10,07	11,20	12,93	12,10	13,73	10,78	10,55	11,57	13,44	12,37	10,19	10,87	11,60	10,77	11,08

**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).

***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.

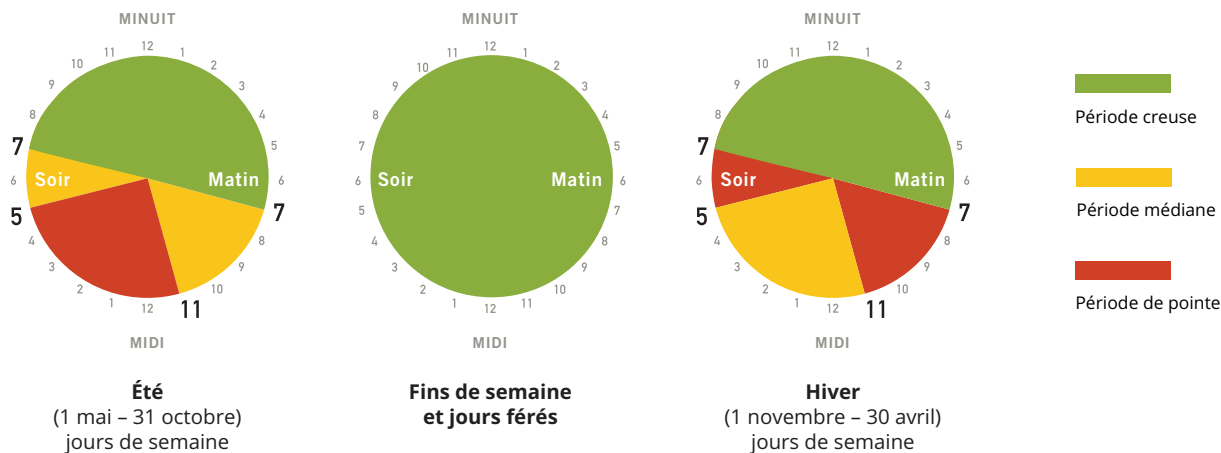
S'ils sont équipés de compteurs électriques horaires (ou « intelligents ») admissibles capables de déterminer à quel moment est consommée l'électricité dans la journée, les abonnés couverts par la GTR, les clients paieront les tarifs de la GTR d'après la structure des tarifs selon l'heure. Les tarifs 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^{er} 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^{er} 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^{er} 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^{er} 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^{er} 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^{er} 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 T1 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 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

	Coût mensuel (\$)
Électricité	61,49
Livraison	58,54
<i>Répartition</i>	<i>44,56</i>
<i>Transmission</i>	<i>11,67</i>
<i>Pertes subies par les lignes</i>	<i>2,31</i>
Réglementation	3,28
TVH	16,03
Remboursement provincial de 8 %	(9,86)
Total de la facture	129,48

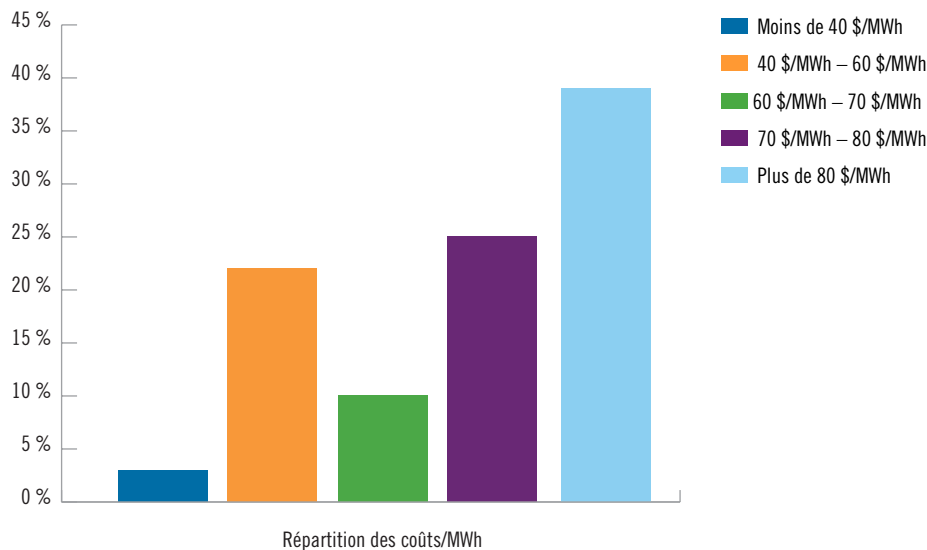
Ce tableau montre la facture mensuelle d'un client résidentiel de Toronto Hydro facturé selon la GTR et l'heure de consommation. Sa consommation mensuelle s'élève à 750 kWh au 1^{er} janvier 2019, dont 65 % en période creuse, 17 % en période médiane et 18 % en période de pointe. Pour les clients se trouvant 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.

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 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 transport⁵ (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.⁶

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

\$/MWh	Windsor (EnWin)	Hamilton (Alectra)	Ottawa	Sudbury	Toronto*
THEO*	26,82	26,86	26,87	27,86	26,93
Rajustement global - Catégorie A	52,17	52,25	52,26	54,19	52,38
Livraison	16,61	14,58	20,67	17,27	22,71
Réglementation	3,92	3,92	3,92	4,07	3,93
Tarif global	99,52	97,61	103,72	103,39	105,95

* 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 janvier et mars 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 janvier à mars 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.

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 2018 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	4,47	23. Alabama	7,50	43. Delaware	9,50
2. Québec	4,91	24. Nouveau-Brunswick	7,50	44. Île-du-Prince-Édouard	9,51
3. Terre-Neuve-et-Labrador	5,30	25. Alberta	7,56	45. Nebraska	9,59
4. Montana	6,02	26. Saskatchewan	7,56	46. Wisconsin	9,61
5. Washington	6,05	27. Arizona	7,64	47. Floride	9,61
6. Oklahoma	6,35	28. Oregon	7,64	48. Dakota du Sud	9,65
7. Arkansas	6,47	29. Caroline du Nord	7,70	49. Nouvelle-Écosse	10,26
8. Colombie-Britannique	6,48	30. Idaho	7,84	50. Maryland	10,63
9. Texas	6,62	31. Missouri	8,03	51. District of Columbia	10,66
10. Nevada	6,68	32. Illinois	8,24	52. Maine	10,81
11. Louisiane	6,81	33. Moyenne des É.-U.	8,38	53. Dakota du Nord	10,84
12. Utah	6,84	34. Pennsylvanie	8,39	54. New Jersey	12,12
13. Kentucky	6,88	35. Virginie occidentale	8,44	55. Vermont	13,00
14. Géorgie	6,99	36. Ohio	8,57	56. Californie	14,04
15. New York	7,10	37. Wyoming	8,65	57. New England	16,23
16. Tennessee	7,10	38. Virginie	8,66	58. New Hampshire	17,01
17. Nord de l'Ontario	7,26	39. Kansas	8,87	59. Connecticut	17,44
18. Moyenne canadienne	7,28	40. Minnesota	8,91	60. Massachusetts	18,36
19. Nouveau-Mexique	7,38	41. Indiana	9,12	61. Rhode Island	18,91
20. Iowa	7,41	42. Colorado	9,14	62. Alaska	23,19
21. Caroline du Sud	7,44	43. Sud de l'Ontario	9,26	63. Hawaï	31,83
22. Mississippi	7,49	44. Michigan	9,31		

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 2018 et il comprend le prix horaire de l'énergie en Ontario, le rajustement global de la catégorie B, 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 1er avril 2018. 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 %. Lorsqu'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. Lorsqu'Hydro-Québec mentionne le tarif d'une seule ville pour une province (Vancouver en Colombie-Britannique ou Montréal au Québec par exemple), c'est ce tarif que nous utilisons pour établir une comparaison.

Pour les États américains, les données sont récupérées d'une étude réalisée en avril 2018 par l'Energy Information Administration des États-Unis; l'étude a été menée auprès de 500 des plus grands services de distribution d'électricité. Le prix indiqué correspond à la moyenne des recettes déclarées 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. Voici le taux de change utilisé : 1 USD = 1,27 CAD.

Nouveauté en matière d'électricité

Voici quelques rapports et publications sur l'électricité.

	Renseignements	Publié par	Date
	Perspectives de fiabilité	SIERE	Le 20 mars 2019
	Rapport d'économie d'énergie trimestriel (T1 2019)	SIERE	Le 4 juillet 2019
	Rapport d'avancement sur l'approvisionnement en électricité sous contrat (T1 2019)	SIERE	Le 20 juin 2019
	PowerNews (printemps 2019)	OPG	Le 22 mars 2019
	Résultats financiers trimestriels d'OPG (T1 2019)	OPG	Le 14 mai 2019
	Remise en état de Darlington (T1 2019)	OPG	Le 21 mai 2019
	Rapports de rendement de Darlington (T1 2019)	OPG	Le 18 juin 2019
	Rapports de rendement de Pickering (T1 2019)	OPG	Le 18 juin 2019
	Rapport trimestriel d'Hydro One (T1 2019)	Hydro One	Le 19 mai 2019
	Résultats 2017 pour l'aide financière d'urgence du programme AIE et du Programme de confort hivernal	OEB	Le 17 janvier 2019
	Rapport du personnel à la Commission, Conception tarifaire pour les consommateurs d'électricité commerciaux et industriels	OEB	Le 21 février 2019
	Document de consultation du personnel, Analyse comparative des activités et des programmes pour les distributeurs d'électricité	OEB	Le 25 février 2019