Faire passer le courant
Tout sur l'électricité en Ontario

Rapport annuel sur les progrès liés à l'économie d'énergie, 2018, volume un

Commissaire à l'environnement de l'Ontario

En 2005, le réseau d'électricité de l'Ontario était une source majeure d'émissions de gaz à effet de serre, de pollution atmosphérique et de smog.

En 2007, 96 % du réseau de l'Ontario ne produisait aucune émission.

L'élimination complète des centrales alimentées au charbon a joué un rôle considérable dans la réduction des émissions.

Environmental Commissioner of Ontario | Commissaire à l'environnement de l'Ontario

Avril 2018

L'honorable Dave Levac
Président de l'Assemblée législative de l'Ontario

Édifice de l'Assemblée législative, salle 180
Assemblée législative
Province de l'Ontario
Queen's Park

Monsieur le Président,

En vertu de l'article 58.1 de la Charte des droits environnementaux de 1993 (CDE), je suis fière de vous présenter le premier volume du Rapport annuel sur les progrès liés à l'économie d'énergie de 2018 de la commissaire à l'environnement de l'Ontario pour que vous le remettiez à l'Assemblée législative de l'Ontario.

Le Rapport annuel sur les progrès liés à l'économie d'énergie de 2018 est ma revue indépendante et non partisane des progrès de l'Ontario en matière d'économie d'énergie et il sera publié en deux volumes distincts. Le premier volume aborde les répercussions de la transition de l'Ontario vers un réseau d'électricité sobre en carbone; le deuxième volume, qui sera publié plus tard en 2018, portera sur l'évolution des activités et des programmes d'économie d'énergie en 2016-2017.

En résumé, **l'Ontario peut être fier que son réseau d'électricité soit plus propre et plus fiable qu'avant, sans oublier l'amélioration de la qualité de l'air et de la santé publique qui en découle.** Depuis 2005, la province a franchi les premières étapes indispensables dans la création d'une économie sobre en carbone, soit l'économie d'énergie et la diminution de l'utilisation des combustibles fossiles dans la production d'électricité. Pour l'avenir, il faudra économiser l'énergie davantage et augmenter l'utilisation de l'électricité sobre en carbone pour déloger les combustibles fossiles, car la crise climatique s'aggrave toujours. L'Ontario n'a pas encore commencé à se préparer sérieusement pour cet avenir.

Veuillez agréer, Monsieur le Président, l'expression de mes sentiments distingués.

D Saxe

Dianne Saxe
Commissaire à l'environnement de l'Ontario

1075 Bay Street, Suite 605
Toronto, Canada M5S 2B1
E: commissioner@eco.on.ca
T: 416.325.3377
T: 1.800.701.6454
eco.on.ca

AUDI ALTERAM PARTEM

1075, rue Bay, bureau 605
Toronto, Canada M5S 2B1
E: commissioner@eco.on.ca
T: 416.325.3377
T: 1.800.701.6454
eco.on.ca

TABLE DES

Résumé 6

LE PASSAGE À UN RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ SOBRE EN CARBONE EN ONTARIO

Q1 Quel est le sujet du rapport? 14

Q2 Comment l'Ontario prend-elle ses décisions sur ses sources d'électricité? 22

Q3 Comment la demande en électricité de l'Ontario a-t-elle changé et pourquoi? 32

Q4 D'où vient l'électricité de l'Ontario? De quelle façon le profil d'approvisionnement a-t-il changé? 46

LES RÉPERCUSSIONS SUR LE RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ

Q5 Le réseau d'électricité de l'Ontario a-t-il une meilleure fiabilité et une meilleure capacité à répondre à la demande de pointe? 66

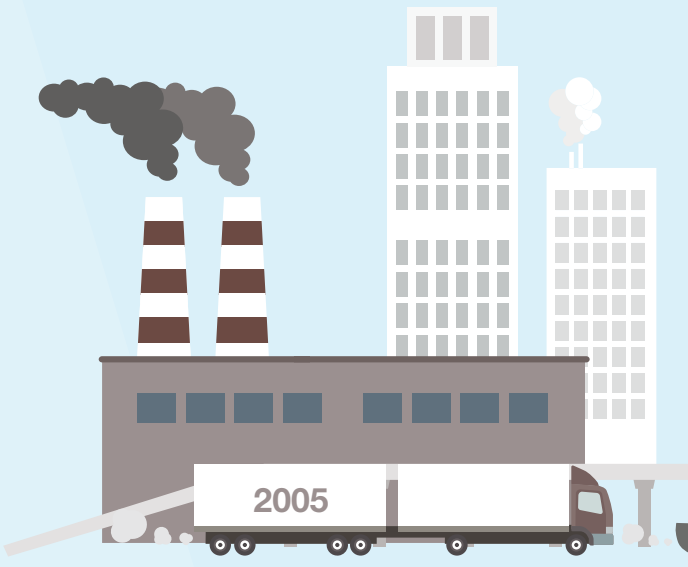
Q6 Comment l'Ontario gère-t-il les variations de la production d'électricité éolienne et solaire? 82

Q7 Pourquoi l'Ontario exporte-t-il autant d'électricité et pourquoi diminue-t-il autant la production? 96

LES RÉPERCUSSIONS SUR LES PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ

Q8 À combien s'élève le prix de l'électricité en Ontario? 112

Q9 Que paie la hausse des coûts de l'électricité? 130



MATIÈRES

LES RÉPERCUSSIONS SUR L'ENVIRONNEMENT

Q10 Quelles sont les répercussions environnementales des sources d'électricité de l'Ontario? 152

Q11 Dans quelle mesure l'élimination progressive du charbon, l'électricité renouvelable et l'économie d'énergie ont-elles contribué à la réduction des émissions de gaz à effet de serre? 166

Q12 À quel point la fermeture des centrales au charbon a-t-elle réduit la pollution en Ontario? 182

L'AVENIR DE L'ÉLECTRICITÉ EN ONTARIO

Q13 Que propose le Plan énergétique à long terme de 2017 pour l'avenir de l'électricité en Ontario? 204

Q14 Quelles sont les conséquences de l'engagement du Plan énergétique à long terme visant l'énergie nucléaire? 216

Q15 Quelle proportion du réseau d'énergie ontarien doit être électrifiée pour que l'Ontario puisse respecter ses limites juridiques d'émission de gaz à effet de serre? 234

Q16 Comment l'Ontario peut-il profiter pleinement de l'électricité propre en période creuse et éviter de la gaspiller? 254

Q17 Quel sera l'impact du remaniement du marché de l'électricité de l'Ontario sur le coût et les émissions de gaz à effet de serre du réseau d'électricité? 278

Q18 Quelles seront les répercussions de la facturation nette sur l'avenir de l'électricité renouvelable en Ontario? 292

Q19 Quelle est la valeur de l'économie d'énergie? 312

Résumé

Dianne Saxe
commissaire à l'environnement
de l'Ontario

Le présent rapport répond à 19 questions au sujet de l'électricité en Ontario. Chaque question et sa réponse constituent un chapitre distinct. Les chapitres sont regroupés en cinq sections :

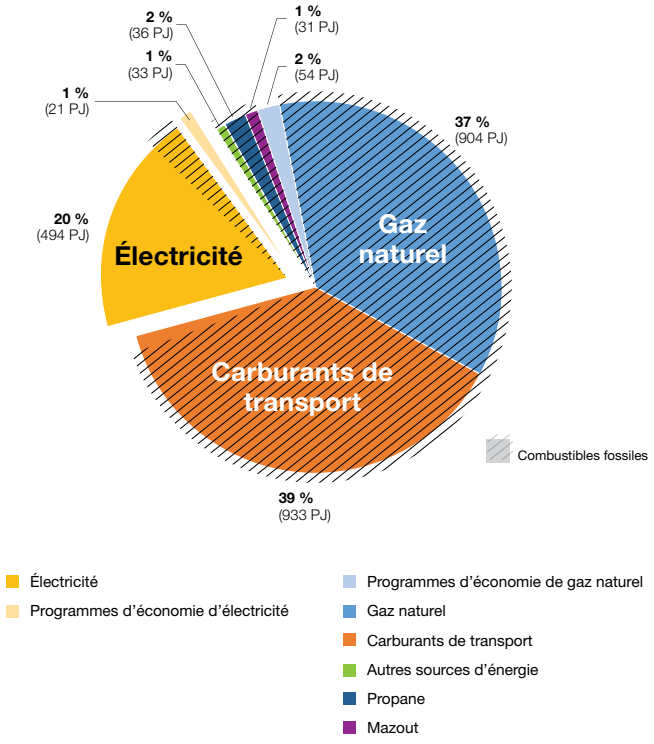
- Le passage à un réseau d'électricité sobre en carbone en Ontario
- Les répercussions sur le réseau d'électricité
- Les répercussions sur les prix de l'électricité
- Les répercussions sur l'environnement
- L'avenir de l'électricité en Ontario

Partout dans le rapport, des symboles représentatifs des sections sont jumelés aux numéros des questions pour indiquer que d'autres chapitres du rapport présentent des renseignements supplémentaires à ce sujet. Par exemple, le symbole Q10 renvoie à la question 10 de la section « Les répercussions sur l'environnement ».

Pourquoi le réseau d'électricité est-il si important?

En 2015, l'électricité n'a comblé que 20 % des besoins énergétiques de l'Ontario. Toutefois, l'avenir énergétique de l'Ontario réside dans l'électricité sobre en carbone.

L'électricité est la source d'énergie la plus verte, mais aussi la plus petite, de l'Ontario; elle n'a comblé que 20 % des besoins énergétiques de la province en 2015. Puisque les 80 % restants s'appuient presque complètement sur les combustibles fossiles (gaz naturel et produits pétroliers pour le chauffage, le transport et le secteur industriel), l'avenir énergétique de l'Ontario réside dans l'électricité.



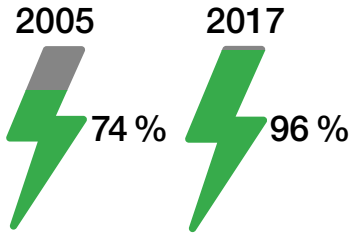
Consommation énergétique de l'Ontario par source d'énergie, y compris la réduction de la consommation liée aux programmes d'économie d'énergie des distributeurs, 2015

Les émissions de GES issues de la consommation de combustibles fossiles sont la principale cause du changement climatique, l'enjeu le plus important de notre époque. Les gouvernements du monde entier ont convenu de réduire radicalement ces émissions. Les premières étapes importantes comprennent l'économie d'énergie et la diminution de la consommation de combustibles fossiles dans le réseau d'électricité. Les étapes suivantes consistent à convertir toute autre consommation de combustibles fossiles en consommation d'électricité sobre en carbone ainsi qu'à intensifier l'économie d'énergie.

L'Ontario est à mi-chemin de cette transformation essentielle. En 2005, le réseau d'électricité de l'Ontario croulait sous la dette, craquait de partout, polluait énormément et peinait à répondre à la demande. L'électricité des centrales alimentées au charbon semblait peu coûteuse sur la facture énergétique, mais présentait un coût élevé pour l'environnement, le climat et la santé humaine. Cette situation ne pouvait pas continuer.

Aujourd'hui, l'Ontario possède un réseau d'électricité qui coûte plus cher, mais est plus fiable et plus propre : en 2017, 96 % de sa production d'électricité ne relâche aucune émission de carbone. Cette transformation a provoqué des changements profonds ainsi que des possibilités pour ceux qui fournissent l'électricité en Ontario, pour les personnes qui dépendent de ce réseau ainsi que pour l'économie et l'environnement naturel, et d'autres changements viendront.

Le présent rapport, soit le premier volume du Rapport annuel sur les progrès liés à l'économie d'énergie de 2018 de la CEO, comprend l'analyse de cette transformation. Le deuxième volume, qui devrait être publié dans l'été 2018, portera sur l'évolution des programmes d'économie d'énergie en 2016.

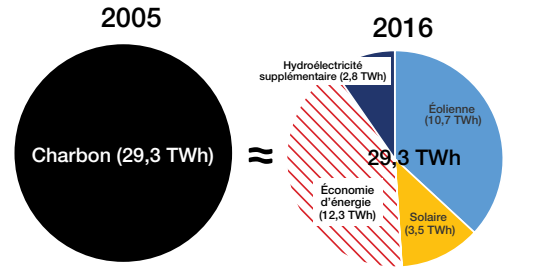


La production d'électricité du réseau de l'Ontario était à 74 % dépourvue de carbone en 2005; ce pourcentage est passé à 96 % en 2017.

D'où provient l'électricité de l'Ontario?

Elle provient en majeure partie de l'énergie nucléaire ainsi que de l'énergie hydroélectrique (eau), éolienne et solaire, puis du gaz naturel, sans oublier les programmes d'économie d'énergie.

Depuis 2005, l'Ontario a remplacé le charbon et a ajouté de la puissance au moyen de centrales d'électricité au gaz naturel et à l'énergie nucléaire, solaire, éolienne et hydroélectrique. L'économie d'énergie a aidé à réduire la demande. En 2016, l'économie d'énergie et la nouvelle puissance issue d'énergies renouvelables correspondaient à la majeure partie de l'électricité que fournissait auparavant le charbon (Q3, Q4).



En 2005, les centrales au charbon ont fourni 29,3 TWh d'électricité en Ontario.

En 2016, l'économie d'énergie, l'hydroélectricité supplémentaire ainsi que les énergies éolienne et solaire ont généré environ la même quantité d'énergie.

L'Ontario utilise différentes sources d'électricité à différents moments. La demande passe de faible à élevée selon le moment de la journée, le jour de la semaine ou de la fin de semaine et la saison. La demande de pointe en électricité lors des journées les plus chaudes et des soirées les plus froides peut correspondre au double de la consommation d'électricité en période creuse (Q3). La demande de pointe a un effet démesuré sur les coûts d'électricité de l'Ontario (Q9).

Durant la majorité des heures de l'année, l'Ontario utilise peu, voire pas du tout, la production d'électricité au gaz naturel. L'énergie nucléaire, hydroélectrique et éolienne fournit l'électricité lorsque la demande est faible (c.-à-d. la nuit, la fin de semaine, le printemps et l'automne), et l'énergie solaire s'ajoute par temps ensoleillé. Lorsque la demande est élevée, l'Ontario puise dans toutes ses sources d'énergie, y compris dans le gaz naturel (Q3, Q4).

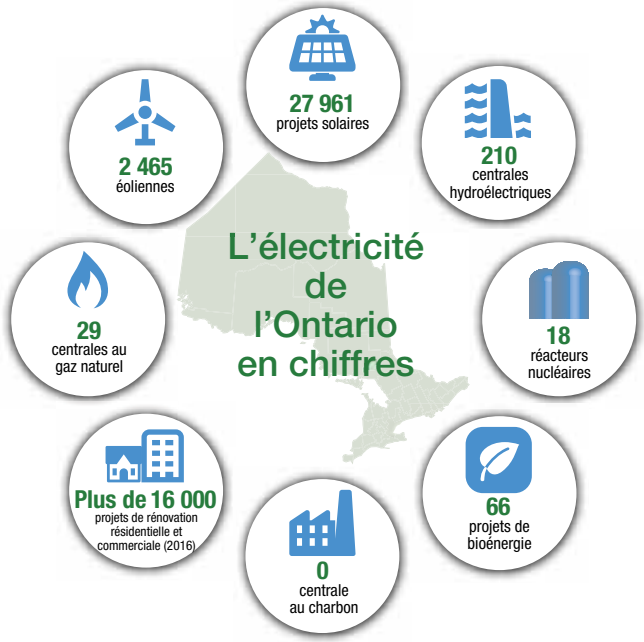
Quelle est la qualité du fonctionnement du réseau d'électricité de l'Ontario?

Bien meilleure qu'en 2005.

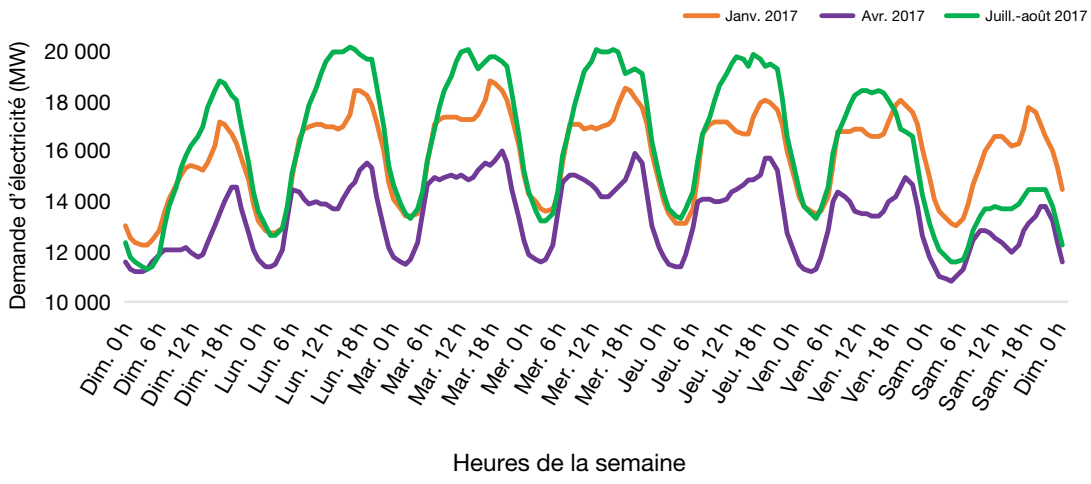
Le réseau d'électricité de l'Ontario est en bien meilleur état qu'en 2005. La province est autosuffisante : elle produit la bonne quantité d'énergie fiable pour répondre à la demande de pointe, sans baisse de tension ni appel d'urgence visant à réduire la consommation d'électricité (Q5).

Après les programmes d'économie d'énergie, quelle est la meilleure source d'énergie?

Chaque source d'électricité présente des avantages et des inconvénients.



Modèles de la demande en électricité par heure au cours d'une semaine de janvier, d'avril et de juillet-août 2017



Énergie nucléaire

L'énergie nucléaire fournit la majeure partie de l'électricité de l'Ontario, sans émissions de GES ni pollution atmosphérique, à un coût par kilowattheure relativement bas. Afin de justifier la remise à neuf des réacteurs nucléaires des centrales de Bruce et de Darlington, l'Ontario s'est engagé à acheter chaque année des milliards de dollars d'électricité auprès de ces centrales, jusqu'en 2064 (Q14).

L'Ontario doit trouver un équilibre entre l'énergie nucléaire qui comporte des risques et la part des graves répercussions sur le changement climatique qui lui revient. L'Ontario a pris un engagement contraignant envers l'énergie nucléaire et a grandement délaissé les énergies renouvelables. À long terme, il se peut que l'énergie nucléaire ne soit pas plus abordable que les énergies renouvelables (Q14, Q16).

Hydroélectricité

Le réseau d'électricité de l'Ontario a initialement été construit autour de l'hydroélectricité, en commençant par la région de Niagara. Les centrales hydroélectriques les plus accessibles de l'Ontario ont été construites il y a longtemps et elles fournissent l'électricité la moins coûteuse de la province. Depuis 2005, certaines de ces centrales ont augmenté leur puissance de production et présentent une capacité de stockage non exploitée. Le processus d'autorisation lié à l'hydroélectricité est imparfait et ne comporte aucune consultation du public, malgré les perturbations que les barrages entraînent souvent dans les écosystèmes. L'empreinte environnementale des projets hydroélectriques est habituellement moins grande si le projet est mené à un emplacement qui a déjà subi des modifications (Q4, Q10).

Gaz naturel

La production d'électricité au moyen du gaz naturel peut être interrompue et démarrée à volonté, ce qui est utile pour répondre à la demande de pointe et fournir une alimentation de secours. L'importation de gaz naturel siphonne l'argent hors de l'économie de l'Ontario et le prix du gaz varie sur les marchés internationaux, au-delà du contrôle de la province. En 2005, le prix du gaz naturel était bien plus élevé qu'à l'heure actuelle (Q4). Le gaz naturel est un combustible fossile qui cause de la pollution atmosphérique et des émissions de GES, puis les émissions de méthane en amont sont de puissants gaz à effet de serre (Q11).

Énergie éolienne et solaire

L'énergie solaire et l'énergie éolienne ne causent aucune pollution atmosphérique ni aucune émission de GES et l'utilisation de ces sources d'électricité connaît la croissance la plus rapide à l'échelle mondiale. Au départ, les coûts étaient élevés, mais ils deviennent de plus en plus concurrentiels par rapport aux combustibles fossiles et à l'énergie nucléaire (Q4, Q9).

Les principaux objectifs de la Loi de 2009 sur l'énergie verte, qui étaient d'accroître les sources d'énergie renouvelable décentralisées et de créer une industrie de l'électricité renouvelable, ont été atteints, mais pas jusqu'au point qui était planifié. La mise en place d'un tarif de rachat garanti (TRG) constituait une des pratiques exemplaires internationales, puis les tarifs payés ont baissé à mesure que les coûts diminuaient (Q9).

Les éoliennes peuvent avoir des répercussions négatives, surtout pour les oiseaux et les chauves-souris, mais un emplacement approprié peut aider à atténuer ces répercussions (Q10).

La valeur des énergies solaire et éolienne est systématiquement sous-représentée dans certains rapports publics; par exemple, 87 % de l'énergie solaire et 12 % de l'énergie éolienne qui sont intégrés (raccordés aux entreprises locales de distribution plutôt qu'au réseau de production-transport) ne sont pas compris dans l'outil de données en temps réel en ligne Power Data sur l'énergie de la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE) (Q4).

Avec la fin des approvisionnements comme le programme de TRG, l'Ontario a dans une grande mesure laissé de côté l'industrie de l'électricité renouvelable; les abonnés peuvent tout de même produire une certaine partie de leur énergie grâce à la facturation nette (Q17, Q18).

Les énergies solaire et éolienne ne sont-elles pas trop variables? L'Ontario peut faire comme les autres et bien utiliser ces énergies.

Le réseau d'électricité de l'Ontario intègre avec succès l'énergie solaire et éolienne; l'énergie solaire aide par exemple à répondre à la demande de pointe estivale, soit la demande à laquelle il est le plus coûteux de répondre (Q6).

Comme l'électricité renouvelable prend de l'ampleur, l'Ontario devra trouver plus de façons de faire correspondre l'offre et la demande, notamment au moyen du stockage et de tarifs souples. La province pourrait apprendre comment faire auprès des autres territoires qui consomment davantage d'électricité éolienne et solaire que les Ontariens (Q6, Q16).

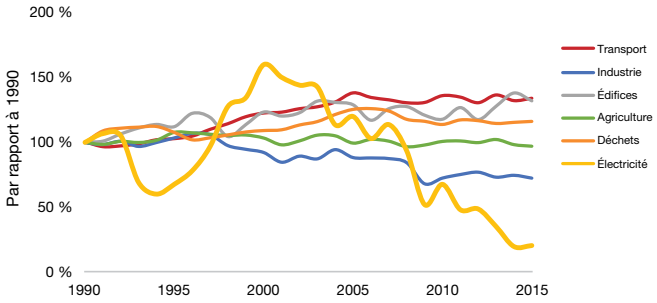
Quels ont été les bienfaits de l'élimination graduelle de la production d'électricité au charbon?

Bien des choses, en réalité!

L'élimination graduelle de la production d'électricité au charbon a réduit de façon spectaculaire les émissions de GES en Ontario et a amélioré la qualité de l'air et de la santé publique (Q11, Q12).

Presque tout ce qui reste d'émissions de GES et de pollution atmosphérique relativement à la production d'électricité en Ontario provient des centrales au gaz naturel, lesquelles sont essentiellement utilisées pour répondre à la demande de pointe (Q4, Q11).

Smog au centre-ville de Toronto



Historique des émissions de gaz à effet de serre en Ontario par secteur économique par rapport au niveau de 1990

Pourquoi l'électricité coûte-t-elle ce prix?

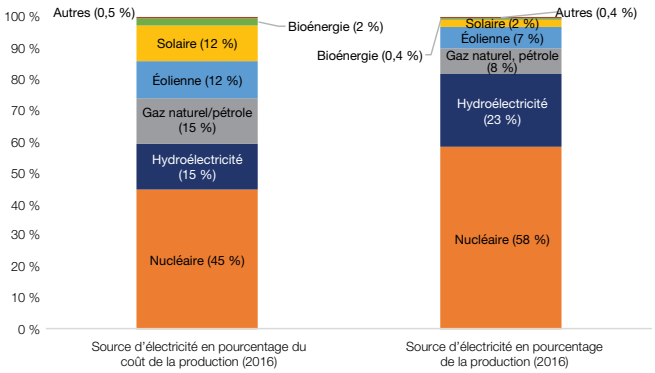
Ce prix s'appuie sur beaucoup de bonnes raisons, et sur quelques moins bonnes.

Beaucoup de bonnes raisons expliquent pourquoi les prix de l'électricité en Ontario ont augmenté et augmenteront encore.

Le réseau d'électricité propre et fiable de l'Ontario coûte environ 21 milliards de dollars chaque année, en hausse par rapport à 15 milliards de dollars en 2006. La majorité de cette hausse découle d'une capacité de production supplémentaire. Toutes les nouvelles sources d'énergie (sauf les programmes d'économie d'énergie) coûtent plus cher que les anciennes sources, en partie à cause de l'inflation. La construction d'infrastructures électriques avec des capitaux privés coûte également plus cher que

la construction financée par des fonds publics garantis, comme le faisait Ontario Hydro (Q9).

Ce sont les énergies nucléaire, solaire et éolienne qui ont le plus contribué à la hausse des tarifs. À l'avenir, le coût de l'énergie nucléaire augmentera alors que celui des énergies éolienne et solaire diminuera (Q9).



Sources d'électricité en pourcentage du coût de la production et en part de la production (Ontario, 2016)

Remarque : Un potentiel supplémentaire d'hydroélectricité et d'électricité éolienne était disponible sans frais supplémentaires, mais n'a pas servi de source d'énergie (voir la partie Q7).

Lors de l'établissement des tarifs de rachat garantis pour l'électricité solaire et éolienne, le gouvernement a tenu compte de multiples objectifs de politiques publiques, notamment la promotion de la production d'électricité à petite échelle et de la production communautaire, le développement économique et la protection de l'environnement. Le climat de l'Ontario fait en sorte que l'énergie solaire et éolienne est plus coûteuse ici que dans bien d'autres endroits. La Loi de 2009 sur l'énergie verte a engendré des coûts et des délais, par exemple en raison d'un processus complexe d'autorisation environnementale, du droit unique des tierces parties d'en appeler d'une décision auprès du Tribunal de l'environnement et au départ d'exigences de contenu national (Q9, Q10).

Certaines moins bonnes raisons expliquent les prix de l'électricité. La commissaire à l'environnement de l'Ontario, le Bureau de la responsabilité financière de l'Ontario et la vérificatrice générale de l'Ontario ont tous documenté des erreurs dans la politique sur l'énergie de l'Ontario et dans sa mise en œuvre, dont certaines touchent les tarifs. Par exemple, le déménagement des centrales au gaz naturel d'Oakville et de Mississauga coûtera approximativement 40 millions de dollars par année pendant 20 ans, dès 2017, ce qui haussera les coûts du réseau d'environ un cinquième d'un pour cent, soit 0,2 %. Puis les dépassements de coûts des anciennes centrales nucléaires ont ajouté environ sept dixièmes d'un cent (0,007 $) par kilowattheure jusqu'au 31 mars 2018. D'un autre côté, la vente d'Hydro One n'a pas eu une incidence concrète sur les tarifs d'électricité (Q9).

À l'heure actuelle, les abonnés ne paient que 80 % des coûts du réseau d'électricité sur leur facture d'électricité. La partie restante de 20 % a été refilée aux contribuables et aux futurs abonnés, qui paieront également un montant supplémentaire de 21 milliards de dollars en intérêts sur la somme que la province a empruntée en vertu du Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables (Q9). Les tarifs d'électricité augmenteront encore après 2021, lorsque les remboursements de l'emprunt débuteront (Q13).

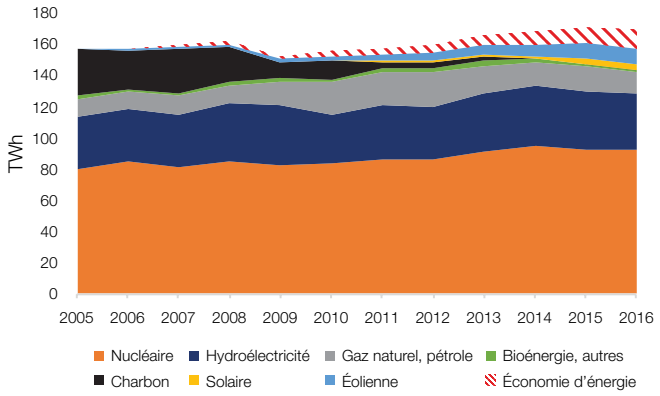
Pourquoi économiser l'énergie?

Pourquoi s'efforcer d'économiser l'énergie? Pour économiser de l'argent, réduire les émissions de pointe et rendre l'électricité disponible afin de remplacer les combustibles fossiles.

Le ménage moyen en Ontario consomme 13 % moins d'électricité aujourd'hui qu'il le faisait en 2005. Cette baisse a contribué à amortir l'incidence des tarifs d'électricité élevés (Q8).

L'économie d'électricité demeure le moyen le moins cher de faire correspondre l'offre à la demande, mais l'Ontario doit miser davantage sur cette méthode lorsque la demande s'intensifie, c'est-à-dire lors des chaudes journées d'été et des froides soirées d'hiver (Q19).

Production d'électricité et économie d'énergie par source, 2005-2016



Existe-t-il des surplus?

Pourquoi l'Ontario vend-il de l'énergie à bas tarif aux États-Unis? Pour transformer l'énergie en surplus en argent.

L'Ontario présente souvent des surplus d'énergie lorsque la demande est faible. Ces surplus en période creuse sont une conséquence naturelle d'un réseau d'électricité fondé sur les énergies nucléaire et renouvelable, parce que l'approvisionnement n'est pas déterminé par la demande. Ils pourraient en grande partie disparaître après 2020 (**Q7**).

L'Ontario exporte ses surplus d'énergie à un prix plus élevé que celui qu'il en coûte pour les produire; la province ne perd pas d'argent en exportant ses surplus. Il existe toutefois de meilleures options pour utiliser cette énergie en Ontario, comme le stockage, la recharge de véhicules électriques et la production d'hydrogène (conversion d'électricité en gaz). Une tarification souple encouragerait le report de la consommation à un moment où le réseau présente des surplus énergétiques (**Q16**).

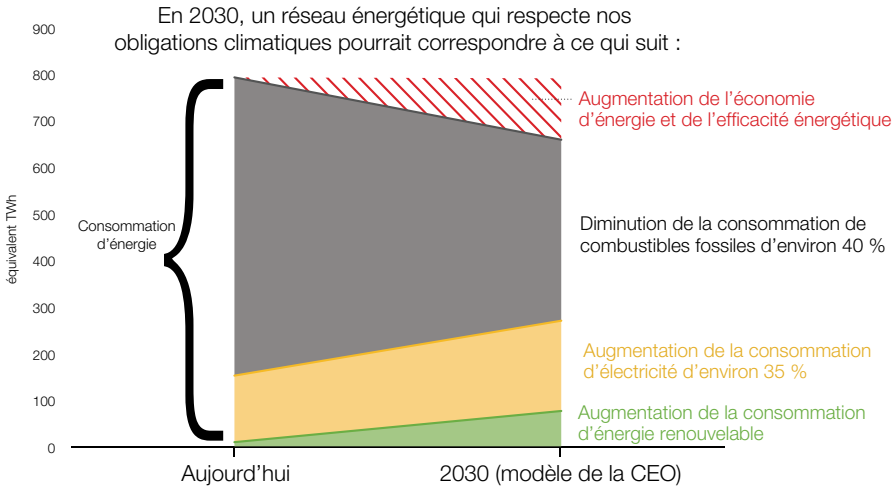
Que réserve l'avenir?

La province a besoin de produire davantage d'électricité propre et d'économiser l'énergie afin de remplacer le gaz naturel, l'essence et le diesel, mais l'Ontario ne s'y prépare pas.

Les limites en matière de pollution par les émissions de GES dans la Loi de 2016 sur l'atténuation du changement climatique et une économie sobre en carbone signifient que plus de 40 % des combustibles fossiles utilisés actuellement pour le chauffage et le transport doivent être remplacés par l'économie d'énergie, le transport actif, les biocarburants, l'énergie renouvelable et l'électricité sobre en carbone au cours des 13 prochaines années, soit la durée de vie des véhicules et des chaudières d'aujourd'hui; l'approvisionnement en électricité sobre en carbone devrait donc s'étendre davantage que ce qu'indiquent les plans du gouvernement (**Q15**).

Le gouvernement ontarien n'est pas prêt pour cette transformation. Le Plan énergétique à long terme de 2017 fait fi en grande partie de la situation criante du changement climatique et de la portion de 80 % de l'énergie de l'Ontario qui provient des combustibles fossiles (**Q13**).

Actuellement, les plans de l'Ontario pour l'approvisionnement futur en électricité (autre que l'énergie nucléaire) pourraient engendrer des économies d'argent à court terme si la demande en électricité demeure stable, mais ils nuiront à la croissance de l'électricité renouvelable, ne créeront aucune économie d'argent si la demande augmente et ne permettront pas la production peu polluante d'électricité sobre en carbone dont la province a besoin (**Q15**, **Q17**, **Q18**).



Résumé des recommandations de la CEO

La CEO formule les recommandations suivantes :

1. Une loi devrait exiger que le Plan énergétique à long terme de l'Ontario soit cohérent avec la Loi de 2016 sur l'atténuation du changement climatique et une économie sobre en carbone. Le Plan énergétique à long terme devrait aborder la planification du système énergétique de l'Ontario, et non seulement le réseau d'électricité, puis préparer le terrain en vue d'une importante électrification des transports et du chauffage.

2. Les programmes d'économie d'énergie devraient jouer un plus grand rôle qu'ils ne le font actuellement et être axés sur les périodes de pointe. Ils auront une plus grande valeur à mesure que la demande augmente.

3. L'Ontario devrait redoubler d'efforts pour atténuer les répercussions néfastes de la production d'électricité, notamment les éoliennes qui tuent les oiseaux et les chauves-souris.

4. Afin d'aider les personnes touchées indûment par les tarifs de l'électricité, les programmes de soutien financier pour les ménages à faible revenu et pour les Premières Nations devraient être enrichis par des programmes d'économie d'énergie améliorés visant à rendre plus efficaces les résidences chauffées à l'électricité.

5. L'Ontario pourrait apprendre des autres territoires qui font déjà une plus grande utilisation de l'électricité renouvelable et moderniser les infrastructures électriques et les règlements du réseau d'électricité afin de favoriser le passage à un réseau sobre en carbone. Par exemple :

   a. L'Ontario devrait améliorer son utilisation d'outils flexibles, comme le stockage d'énergie, la réponse à la demande, les interconnexions et la tarification, afin d'équilibrer l'offre et la demande au lieu d'arrêter (restreindre) la production d'électricité sobre en carbone en période creuse ou de mettre en marche les centrales au gaz naturel lors des périodes de pointe;

   b. La facturation nette et le renouvellement du marché devraient apporter des mesures incitatives suffisantes pour accroître l'utilisation de l'électricité renouvelable au besoin afin que l'électricité de l'Ontario demeure faible en carbone;

   c. Les entreprises locales de distribution devraient promouvoir l'augmentation de la production et du stockage d'énergie renouvelable.

LE PASSAGE À UN RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ SOBRE EN CARBONE EN ONTARIO

QUESTION 1

Quel est le sujet du rapport?

Le passage à un réseau d'électricité sobre en carbone en Ontario.

Le prix de l'électricité en Ontario a soulevé de nombreuses préoccupations publiques, lesquelles doivent impérativement être mises en contexte. En 2005, le réseau d'électricité de l'Ontario était polluant, peinait à répondre à la demande et avait accumulé une dette considérable en plus de reporter les investissements qui s'imposaient alors; aujourd'hui, le réseau actuel est plus onéreux, mais aussi bien plus propre et plus fiable que l'ancien et ouvre la porte à une économie sobre en carbone. Remplacer la production d'électricité au charbon par celle à l'énergie nucléaire, renouvelable, au gaz naturel et par l'économie d'énergie a purifié l'air et a réduit les émissions de gaz à effet de serre en plus d'accroître la capacité et la résilience du réseau.

Pour remplir ses obligations liées au climat, l'Ontario devra constamment remplacer la majorité des combustibles fossiles qu'il utilise par des sources d'électricité sobres en carbone et par l'économie d'énergie (p. ex., pour le transport et le chauffage). Le remplacement des carburants et l'économie d'énergie doivent augmenter au cours des années à venir afin d'accroître radicalement la part de l'électricité dans son profil d'alimentation, et ce, au cours du cycle de vie des véhicules en circulation et des chaudières utilisées à l'heure actuelle.

Le rapport examine la première phase de la transition vers l'économie sobre en carbone et ses effets sur le réseau d'électricité, le prix de l'électricité et l'environnement. Il aborde aussi la question à savoir comment mettre en œuvre les leçons apprises durant la première phase lorsque l'Ontario passera à la deuxième étape de la transition.

Table des matières

Structure du rapport 15

LES FAITS EN DÉTAIL 16

Objectif du rapport 16

Contexte et portée 18

Chronologie des principaux événements du passage de l'Ontario vers l'électricité sobre en carbone 19

Structure du rapport

Le rapport est composé de cinq sections principales qui contiennent chacune des questions et des réponses sur des sujets clés.

La section **Le passage à un réseau d'électricité sobre en carbone en Ontario** aborde les changements dans la demande en Ontario, le profil d'approvisionnement ainsi que le processus de planification qui a permis de concrétiser ces changements.

La section **Les répercussions sur le réseau d'électricité de l'Ontario** examine l'effet du changement de ressources sur l'exploitation et la fiabilité du réseau.

La section **Les répercussions sur les prix de l'électricité** se penche sur les raisons et les mécanismes qui expliquent la hausse du prix de l'électricité.

La section **Les répercussions sur l'environnement** compare les répercussions environnementales des différentes sources d'énergie, évalue l'effet de l'élimination progressive du charbon sur la qualité de l'air et la santé publique et examine les réductions de gaz à effet de serre réalisées en Ontario.

Après un résumé des leçons tirées, **l'avenir de l'électricité en Ontario** cherche à déterminer si le nouveau Plan énergétique à long terme de l'Ontario et le remaniement du marché de l'électricité ontarien préparent adéquatement le secteur de l'énergie pour un avenir sobre en carbone et hautement efficace. La section examine aussi les points suivants :

- les possibilités (et obstacles) pour accroître l'électrification du réseau d'énergie;
- les façons d'éviter de gaspiller de l'électricité renouvelable;
- le rôle que joueront l'économie d'énergie, l'électricité renouvelable (y compris la production décentralisée de la facturation nette) et l'énergie nucléaire.

Note au lecteur : Dans le présent rapport, les symboles servent à indiquer les renvois vers les autres chapitres. Par exemple, le symbole **Q10** est un renvoi à la question 10 de la section « Les répercussions sur l'environnement ».

Les faits en détail…

Objectif du rapport

Un réseau d'électricité fiable est une première nécessité pour toute société moderne, et un réseau d'électricité propre est essentiel à une économie sobre en carbone.

Le réseau d'électricité de l'Ontario est très différent en 2018 de ce qu'il était 13 ans auparavant. En 2005, il avait été privé de ressources pendant des années et sa fiabilité était à risque. Il offrait l'un des plus bas prix au kilowattheure au Canada, mais il avait une énorme empreinte carbone, avait de la difficulté à répondre à la demande, ployait sous une dette considérable et avait reporté des investissements plus que nécessaires.

Même si la panne de 2003 n'a pas été causée par les actions de l'Ontario, elle a révélé la fragilité et le sous-financement du réseau. Des investissements étaient nécessaires d'urgence pour accroître la capacité et la fiabilité du réseau, pour fournir de l'électricité à une économie et une population croissantes ainsi que pour couvrir les coûts réels de l'exploitation du réseau, ce qui nécessitait d'augmenter le prix de l'électricité. Un énorme défi se posait puisque la province devait, en même temps, fermer et remplacer ses centrales alimentées au charbon extrêmement polluantes qui produisaient 19 % de l'électricité de l'Ontario (29 TWh) en 2005.

La production d'électricité sobre en carbone de la province est impressionnante.

Aujourd'hui, l'Ontario a fait des avancées puisqu'il dispose d'un réseau d'électricité vert et plus fiable qu'avant. Au lieu d'utiliser le charbon, la province se replie désormais sur l'énergie nucléaire, l'hydroélectricité, les énergies renouvelables autres que l'eau, le gaz naturel et l'économie d'énergie. Ainsi, 96 % de l'électricité en Ontario était sobre en carbone en 2017. Il s'agit d'un premier pas essentiel vers une économie moderne sobre en carbone. Étant donné les ressources hydroélectriques comparativement limitées de l'Ontario, la production d'électricité sobre en carbone de la province est impressionnante (figure 1.1).

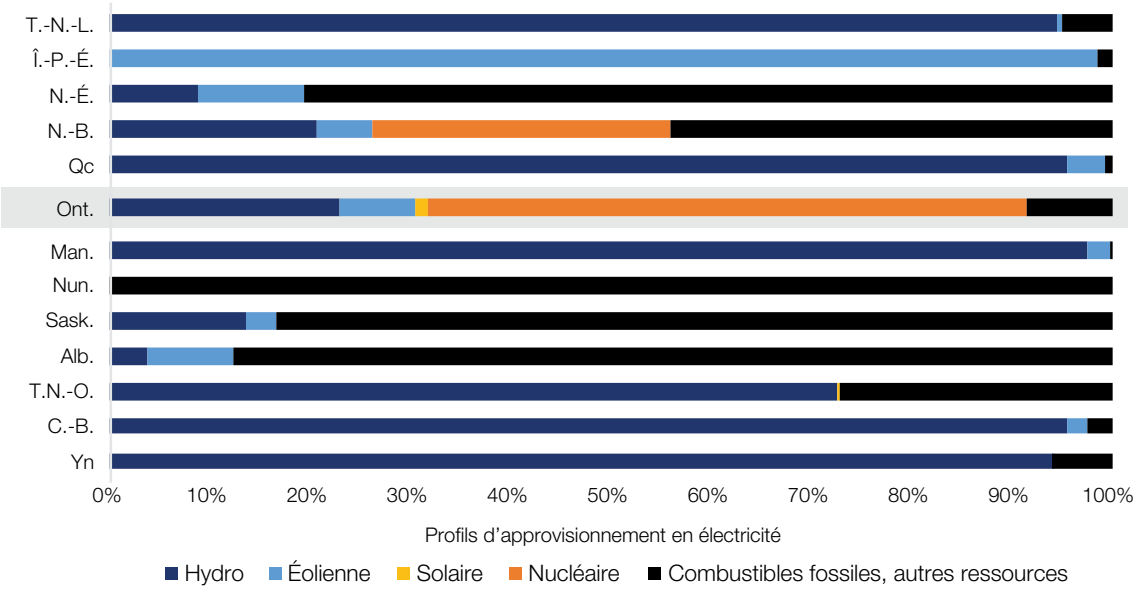


Figure 1.1. Profil d'approvisionnement en électricité de la province par type de ressource, 2016

Remarque : La catégorie « autres ressources » comprend de petites quantités d'électricité tirées par exemple de la biomasse et des marées. Les pourcentages indiqués ne tiennent pas compte des importations ni des exportations. L'Île-du-Prince-Édouard importe la majorité de son électricité du Nouveau-Brunswick; cette importation n'est pas indiquée ici.

Source : Statistique Canada, Production de l'énergie électrique, selon la classe de producteur d'électricité, tableau 127-0007, Ottawa.

Le passage à la production d'électricité sobre en carbone a provoqué des changements profonds dans le réseau d'électricité de l'Ontario, lesquels ont touché toutes les personnes qui en dépendent ainsi que l'économie et l'environnement naturel. Quelles leçons pouvons-nous tirer à ce jour de la transformation du réseau d'électricité en Ontario? Le présent rapport, soit le premier volume du Rapport annuel sur les progrès liés à l'économie d'énergie de 2018 de la CEO, examine les effets de cette transition, tant positifs que négatifs. Le volume deux (dont la publication est prévue à l'été 2018) portera sur les progrès en 2016 liés aux programmes d'économie d'énergie.

Le présent rapport garde un œil sur le passé et envisage l'avenir.

Il tient compte du passé pour examiner les répercussions des politiques importantes sur l'électricité en vigueur depuis le milieu des années 2000 à 2010. L'année 2005 sert de point de départ approximatif de la transition vers un réseau sobre en carbone, puisque cette année coïncide avec la première fermeture d'une centrale

Quelles leçons pouvons-nous tirer à ce jour de la transformation du réseau d'électricité en Ontario?

au charbon (celle de Lakeview), le lancement de programmes provinciaux d'économie d'énergie et les approvisionnements en ressources propres d'électricité pour remplacer le charbon.

Il envisage l'avenir puisqu'il s'appuie sur les leçons tirées pour évaluer l'avenir de l'électricité en Ontario, particulièrement relativement aux obligations provinciales de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES). De toutes les sources majeures d'énergie en Ontario, l'électricité est la source la plus petite et la plus verte de toutes, mais elle n'a répondu qu'à 20 % des besoins énergétiques de l'Ontario en 2015 (figure 1.2). Les 80 % restants des besoins énergétiques (le chauffage, les transports et les industries) sont assouvis par des combustibles fossiles (gaz naturel et produits pétroliers); l'électricité est la clé de notre avenir énergétique.

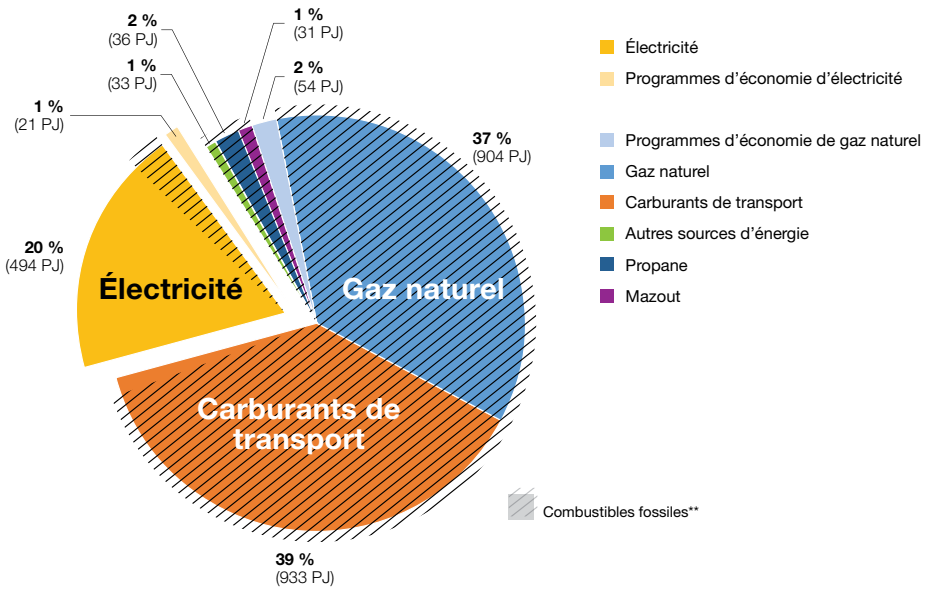


Figure 1.2. Répartition de la consommation générale d'électricité en Ontario, par type de carburant, demande réduite par les programmes d'économie d'énergie des services publics; mise en évidence de l'énergie tirée des combustibles fossiles, 2015

Remarque : Les économies d'énergie ne tiennent compte que de celles qui proviennent des programmes d'économie des services publics et excluent celles qui proviennent des codes et des normes.

Source : Commissaire à l'environnement de l'Ontario, Chaque joule est précieux : Revue annuelle de la consommation énergétique et de l'économie d'énergie en Ontario, Toronto, août 2017, p. 7.

Contexte et portée

L'an dernier, nous nous sommes penchés sur la consommation, les occasions d'économiser l'énergie et les sources potentielles d'énergie d'un secteur en particulier ainsi que sur les réseaux municipaux d'aqueduc et d'eaux usées. Cette année, nous nous attardons plutôt à certains éléments importants du portrait d'ensemble, c'est-à-dire la façon dont le réseau d'électricité de l'Ontario a évolué au cours des 13 dernières années et la direction qu'il doit prendre pour les 13 prochaines années.

C'est un sujet d'envergure. Compte tenu du temps dont nous disposons, le présent rapport n'explore pas (et il ne pourrait pas le faire) tous les aspects de l'histoire et des politiques très complexes de l'électricité en Ontario. La commissaire à l'environnement de l'Ontario a pour objectif primaire d'étudier les interactions entre les politiques ontariennes sur l'électricité et le changement climatique et l'environnement naturel ainsi que leurs répercussions sur les Ontariens.

Heureusement, bien d'autres ressources explorent d'autres questions importantes. Par exemple, le directeur de la responsabilité financière de l'Ontario et le vérificateur général de l'Ontario ont tous les deux publié des analyses de certains aspects financiers des politiques sur l'électricité. Ceux qui portent un intérêt pour l'histoire politique des politiques ontariennes sur l'électricité, M. Mark Winfield (professeur) a rédigé un excellent résumé sur la politisation et l'instabilité politique des trois dernières décennies qui ont instauré un degré élevé de méfiance du public et entraîné une faible légitimité relativement à l'élaboration de politiques en Ontario (Winfield, M., et MacWhirter, B., « Competing paradigms, Policy Windows and the Search for Sustainability in Ontario Electricity Policy », dans Albo, G., et McDermid, R., éds., Divided Province: Ontario Politics in the Age of Neoliberalism, Queens-McGill University Press, sous presse).

Un sujet que nous aurions aimé avoir le temps d'explorer en profondeur est les conséquences de la pollution atmosphérique liée à l'énergie sur la santé humaine et l'économie de l'Ontario. La partie **Q12** s'attarde brièvement aux retombées des fermetures des centrales au charbon sur l'air de l'Ontario. De plus en plus de recherches portent sur l'importance de l'air propre sur le bien-être des humains. La commission sur la pollution et la santé de Lancet révèle que la pollution est la cause environnementale la plus importante de maladies et de décès dans le monde de nos jours et qu'elle est responsable d'environ 16 % de tous les décès. Une étude importante réalisée pour le compte de la Regional Greenhouse Gas Initiative tire la conclusion que l'air plus propre, soit le bienfait de la réduction de l'utilisation du charbon dans la production d'électricité de neuf États américains, a engendré des avantages pour la santé de l'ordre de 3 à 8,3 milliards de dollars américains, dont des estimations de 300 à 830 vies sauvées; de 8 200 à 9 900 crises d'asthme évitées; de 39 000 à 47 000 absences d'une journée au travail évitées; de 240 000 à 280 000 jours d'activités restreintes en raison de la piètre qualité de l'air de moins.

Ces avantages comportent d'importantes retombées économiques. Par exemple, les employeurs peuvent s'attendre à une meilleure productivité lorsque les employés sont au travail de 39 000 à 47 000 jours de plus qu'avant parce qu'ils n'ont pas de la misère à respirer à la maison ou qu'ils n'ont pas à amener leurs enfants d'urgence à l'hôpital. Le tourisme, l'agriculture et les entreprises d'activités récréatives de plein air peuvent s'attendre à accueillir plus de clients qu'avant et à profiter de la meilleure santé de leurs employés parce qu'il y a moins de jours durant lesquels la pauvre qualité de l'air restreint les activités de plein air.

Outre les conséquences directes de la pollution par les combustibles fossiles sur la santé humaine et sur les infrastructures physiques, la pollution atmosphérique porte son lot de conséquences. Par exemple, les secteurs où la pollution de l'air est élevée sont aux prises avec des degrés élevés d'activité criminelle et de comportements peu scrupuleux, à la fois violents et non violents, et des degrés encore plus élevés de dépression et de suicide. Par conséquent, nous reviendrons sur ce sujet dans les prochains rapports.

Chronologie des principaux événements du passage de l'Ontario vers l'électricité sobre en carbone

2001

Charbon	Engagement du gouvernement à fermer la centrale au charbon de Lakeview

2003

Charbon	Engagement du gouvernement à éliminer progressivement, mais complètement le charbon

2004

Énergies renouvelables	Premier approvisionnement en énergie renouvelable
Économie d'énergie	Lancement de programmes d'économie d'énergie par les distributeurs d'électricité locaux
Économie d'énergie	Engagement à utiliser les compteurs intelligents et la tarification en fonction de l'heure de consommation pour tous les consommateurs d'électricité résidentiels (essentiellement atteint en 2010)
Politiques énergétiques et planification	Création de l'Office de l'électricité de l'Ontario avec le mandat d'assurer la planification énergétique à long terme

2005

Charbon	Fermeture de la centrale au charbon de Lakeview
Énergie nucléaire	Signature d'une entente avec Bruce Power pour la remise à neuf des réacteurs 1 et 2 de la centrale de Bruce
Économie d'énergie	Lancement des programmes provinciaux d'économie d'énergie de l'Office de l'électricité de l'Ontario

2006

Politiques énergétiques et planification	Directive sur le profil d'approvisionnement qui comprend un engagement à éliminer progressivement le charbon et fixe des cibles sur l'économie d'énergie et les énergies renouvelables
Énergies renouvelables	Mise en service du premier projet éolien d'envergure
Énergies renouvelables	Lancement du premier programme d'offre standard pour les petits projets d'énergies renouvelables, y compris solaire
Économie d'énergie	Détermination des cibles provinciales d'économie d'énergie

Q1

Quel est le sujet du rapport?

2007	
Politiques énergétiques et planification	Soumission du Plan pour le réseau d'électricité intégré (jamais approuvé)
2008	
Gaz naturel	Mise en service des premières centrales au gaz conçues pour remplacer le charbon
2009	
Énergie nucléaire	Suspension des plans de l'Ontario pour construire une nouvelle centrale nucléaire à Darlington
Politiques énergétiques et planification	Adoption de la Loi de 2009 sur l'énergie verte afin de favoriser l'économie d'énergie et la production d'énergies renouvelables
Énergies renouvelables	Lancement du tarif de rachat garanti et des projets en vertu de la Loi sur l'énergie verte afin d'éliminer les obstacles aux énergies renouvelables
2010	
Économie d'énergie	Prolongation des programmes d'économie d'énergie jusqu'en 2014 avec un nouveau budget et un cadre qui accordent un rôle élargi aux distributeurs
Gaz naturel	Décision de relocaliser la centrale au gaz naturel prévue d'Oakville
Politiques énergétiques et planification	Publication du Plan énergétique à long terme
2011	
Gaz naturel	Décision de relocaliser la centrale au gaz naturel prévue de Mississauga
2012	
Énergie nucléaire	Remise en service des réacteurs 1 et 2 de la centrale de Bruce après leur remise à neuf
2013	
Charbon	Fermeture des grandes centrales au charbon de Nanticoke et Lambton
Politiques énergétiques et planification	Publication du Plan énergétique à long terme

2014

Charbon	Fin de l'élimination graduelle complète du charbon avec la fermeture de la centrale d'Atikokan
Énergies renouvelables	Retour aux appels d'offres concurrentiels pour les projets d'énergies renouvelables d'envergure
Économie d'énergie	Révision du cadre d'économie d'énergie et prolongation jusqu'en 2020

2015

Charbon	Réouverture des anciennes centrales au charbon de Thunder Bay et d'Atikokan converties à la biomasse
Énergie nucléaire	Signature d'un contrat entre l'Ontario et Bruce Power pour la remise à neuf de six autres réacteurs tout au plus
Gaz naturel	Directive de ne pas prolonger la durée des contrats pour les centrales au gaz naturel existantes (producteurs d'électricité autonomes)

2016

Énergie nucléaire	Premier engagement de l'Ontario à remettre à neuf la centrale de Darlington (jusqu'à quatre réacteurs) et à prolonger la vie de la centrale de Pickering
Énergie nucléaire	Commencement de la remise à neuf de la centrale de Darlington
Politiques énergétiques et planification	Modifications apportées à la Loi de 1998 sur l'électricité qui remettent au ministère de l'Énergie le pourvoir de planifier le secteur de l'énergie
Politiques énergétiques et planification	La Loi de 2016 sur l'atténuation du changement climatique et une économie sobre en carbone donne force de loi à la tarification du carbone au moyen du système de plafonnement et d'échange

2017

Énergies renouvelables	Fin du tarif de rachat garanti et amélioration de la facturation nette
Économie d'énergie	Lancement du Fonds pour un Ontario vert avec des programmes complémentaires qui visent les réductions des émissions de gaz à effet de serre
Politiques énergétiques et planification	Publication du Plan énergétique à long terme
Politiques énergétiques et planification	Adoption du Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables afin de réduire à court terme les factures d'électricité des abonnés

LE PASSAGE À UN RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ SOBRE EN CARBONE EN ONTARIO

QUESTION 2

Comment l'Ontario prend-elle ses décisions sur ses sources d'électricité?

Le ministère de l'Énergie a déterminé les sources en électricité (gazière, renouvelable, nucléaire, économie) que l'Ontario a développées ainsi que la quantité de chacune de ces ressources qu'elle a produite.

En Ontario, la planification de l'électricité se fait selon une approche descendante, avec très peu de commentaires de la part du public. Le ministère de l'Énergie rédige un Plan énergétique à long terme afin de guider la prise de décisions. Ce Plan tente de créer un équilibre entre de nombreux facteurs, dont la rentabilité, la fiabilité, les avantages financiers et les répercussions environnementales. Ce processus de planification n'accorde que très peu d'attention aux sources d'énergie autres que l'électricité. Ensuite, la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE) met en œuvre les décisions du Ministère en matière d'électricité.

Les décisions de construire de nouvelles centrales et d'investir dans l'économie d'énergie s'appuient principalement sur la demande élevée en électricité de l'Ontario lors des journées chaudes d'été. Par conséquent, cette planification de l'électricité donne lieu à des contrats à long terme de génération d'électricité nucléaire, renouvelable et gazière et au financement continu de l'économie d'énergie. Une fois qu'une centrale est construite, le rythme de son exploitation relève d'une part de ces contrats et d'autre part du marché de gros de l'électricité.

Table des matières

LES FAITS EN DÉTAIL 24

Le marché de gros ne produit pas une nouvelle offre d'électricité 24

Le nouvel approvisionnement repose sur des garanties financières 25

Planification à long terme 26

La planification à long terme jouera-t-elle un plus petit rôle dans la satisfaction des besoins futurs en électricité? 29

Notes de fin de chapitre 30

Q2

Les faits en détail…

Le marché de gros ne produit pas une nouvelle offre d'électricité

Depuis mai 2002, la SIERE exploite le marché de gros de l'électricité en Ontario[1]. L'électricité est achetée et vendue à des prix qui fluctuent et que l'offre et la demande déterminent en temps réel. En théorie, ce marché et son signal de prix en temps réel devaient initialement suffire pour équilibrer l'offre et la demande en maintenant aussi les tarifs d'électricité le plus bas possible. Si l'offre se raréfiait, alors les prix s'élèveraient, et de nouveaux fournisseurs auraient pénétré le marché et vice versa.

La théorie ne s'est pas avérée. Le marché de l'électricité en Ontario influence la fréquence à laquelle différentes ressources sont exploitées pour produire de l'électricité (les ressources aux coûts d'exploitation marginaux inférieurs, comme les ressources renouvelables et nucléaires, ont tendance à être exploitées plus souvent que celles aux coûts d'exploitation marginaux supérieurs, comme la production d'électricité au gaz naturel)[2]. Toutefois, le marché n'a pas été efficace pour veiller à ce qu'une nouvelle production d'électricité soit établie au fur et à mesure des besoins. Certaines raisons relèvent de l'histoire propre à l'Ontario, tandis que d'autres s'appliquent à tous les marchés de l'électricité. Comme en Ontario, la plupart des territoires ont eu besoin d'outils supplémentaires pour assurer une offre nouvelle et suffisante en électricité[3].

Comme le décrit la partie Q4, l'Ontario a réussi à créer un nouvel approvisionnement énorme en électricité depuis 2002 et à remplacer la tranche de 20 % de son approvisionnement en électricité qui provenait des centrales au charbon. Toutefois, cette transformation ne s'est pas produite à l'aide du marché de gros de l'électricité. Presque tous les nouveaux projets d'énergie renouvelable, d'énergie nucléaire et de gaz naturel ont eu besoin d'une certaine forme de garantie financière ou d'un contrat à long terme auprès du ministère de l'Énergie (voir l'encadré « Le nouvel approvisionnement repose sur des garanties financières »)[4]. Les programmes d'économie d'énergie ne nécessitent habituellement pas de garanties à long terme, mais ils comprennent des mesures financières incitatives qui couvrent une partie des coûts (Q19).

> **Le marché n'a pas été efficace pour veiller à ce qu'une nouvelle production d'électricité soit établie.**

Malgré son nom, la SIERE n'a pas joui d'une indépendance réelle pour déterminer les emplacements et les ressources qui allaient composer le nouvel approvisionnement en électricité . De façon directe et indirecte, le Ministère a orienté les choix de l'Ontario pour l'approvisionnement en électricité, c'est-à-dire qu'il a déterminé le type de nouvelles ressources dans lesquelles investir (gaz naturel, énergie renouvelable ou nucléaire, économie d'énergie), le moment et la quantité. Puisqu'il est l'unique actionnaire d'Ontario Power Generation (OPG), le gouvernement, et non pas la SIERE, a fermé les centrales au charbon avant qu'elles n'atteignent leur fin de vie commerciale.

Le nouvel approvisionnement repose sur des garanties financières

Avant 1999, Ontario Hydro s'appuyait sur des emprunts garantis par la province pour créer l'approvisionnement en électricité de l'Ontario. L'un des objectifs de scinder Ontario Hydro était de favoriser le financement par des investisseurs privés afin que ces derniers assument la majeure partie de ce rôle.

Les investisseurs privés exigent un rendement raisonnable. Pratiquement aucune centrale n'aurait été construite en Ontario si les promoteurs n'avaient pas eu une certaine garantie de recouvrer le coût du projet et d'engranger un profit.

Depuis 2002, la production des centrales à financement privé a été garantie par des contrats à long terme entre le promoteur et la SIERE. Habituellement, le contrat garantit au promoteur l'un des éléments suivants ou les deux :

- un paiement spécifique pour chaque unité d'électricité produite;
- un paiement mensuel minimum[6].

Les abonnés de ces services épongent le coût de ces contrats en payant les tarifs d'électricité.

Habituellement, le Ministère définissait une cible sur la quantité (et le type) de nouvelle production d'électricité souhaitée, et la SIERE octroyait alors des contrats pour cette quantité d'électricité. La SIERE a employé différentes méthodes pour obtenir l'approvisionnement décrit, dont le processus d'appel d'offres compétitif, les négociations directes et les programmes d'offre standard comme le tarif de rachat garanti pour les projets d'électricité renouvelable (Q9).

Le gouvernement garantit d'une manière différente le risque auquel est exposé OPG, qui détient et exploite les centrales nucléaires et hydroélectriques d'anciennement Ontario Hydro. Dès que le ministère de l'Énergie confirme qu'un projet (p. ex., la remise à neuf d'une centrale nucléaire) est dans l'intérêt du gouvernement, OPG a l'autorisation de facturer un tarif à long terme par unité d'électricité produite qui a été établi par la Commission de l'énergie de l'Ontario (il est alors recouvré auprès des clients par la SIERE)[7]. Le rôle de la Commission se limite habituellement à déterminer si les coûts réclamés par OPG sont raisonnables pour réaliser le projet[8].

L'interaction complexe entre le marché de gros de l'électricité qui varie à toute heure et ces garanties pour les coûts ont donné lieu à la majeure partie du rajustement global mal compris qui représente une partie des tarifs de l'électricité (Q8). Le rajustement global permet aussi de financer les programmes d'économie d'électricité de la SIERE et des distributeurs d'électricité locaux. Les programmes d'économie d'énergie représentent une petite partie (environ 4 %) du coût total du rajustement global. L'économie d'énergie demeure le mode de production le plus rentable de la province jusqu'à maintenant (Q19).

Planification à long terme

Il faut habituellement compter des années pour construire des centrales d'électricité (des décennies pour les centrales nucléaires) et il faut compter encore plus de temps pour les payer. Les décisions sur les choix d'approvisionnement en électricité devraient alors faire partie d'un plan à long terme pour assurer un accès fiable à l'électricité, tout en réalisant d'autres projets publics prioritaires.

Une certaine forme de planification à long terme du réseau d'électricité est en vigueur depuis 2004, laquelle utilise un horizon de 20 ans pour prendre des décisions sur les investissements relativement à l'infrastructure électrique. Le processus a évolué au fil des années, et le ministère de l'Énergie s'est repositionné comme l'organisme qui en a la responsabilité. Des plans antérieurs visant à laisser la SIERE jouer ce rôle ont été abandonnés.

À l'heure actuelle, le ministère de l'Énergie est censé effectuer la planification officielle à long terme de l'électricité tous les trois ans et il la publie dans le Plan énergétique à long terme (PELT). Habituellement, le PELT met en évidence l'état actuel du réseau d'électricité et il présente les prévisions de la demande en électricité pour les 20 prochaines années. Ensuite, il y est décrit la façon dont ces prévisions sur la demande seront satisfaites, au moyen des sources d'approvisionnement connues et des installations de production qui devront être construites. Il peut aussi présenter certaines propositions de changements de politiques mobilisateurs qui soutiennent la vision recherchée. Même s'il s'agit d'un plan sur 20 ans, l'accent est mis sur les décisions qui doivent être prises dans les trois prochaines années. Le processus a connu bien des lacunes à toutes les étapes. Par exemple, le ministre est tenu par la loi :

> au moins une fois par période [de trois ans] de publier un plan énergétique à long terme qui énonce et hiérarchise les buts et objectifs du gouvernement de l'Ontario en matière d'énergie pour la période précisée dans le plan[9].

Figure 2.1. Pages couvertures des versions de 2010, 2013 et 2017 du Plan énergétique à long terme

Source : Ministère de l'Énergie de l'Ontario.

Les plans en vigueur et antérieurs ont toujours mis l'accent sur l'électricité et ont largement ignoré les sources d'énergie (et de gaz à effet de serre) plus importantes en Ontario.

Cependant, les plans en vigueur et antérieurs ont toujours mis l'accent sur l'électricité et ont largement ignoré les sources d'énergie (et de gaz à effet de serre) plus importantes en Ontario, notamment les produits pétroliers et le gaz naturel. La CEO a recommandé maintes fois d'inscrire toutes les sources importantes d'énergie dans le PELT[10]. Ensuite, le Ministère n'explique habituellement pas ses décisions sur le profil d'approvisionnement ni la façon dont ces décisions respectent l'ensemble du PELT ou les objectifs des politiques sur l'énergie ou sur le climat. Enfin, le Ministère n'a offert aucune possibilité de mener des consultations publiques efficaces sur ces discussions très importantes concernant les politiques publiques.

De plus, le ministère de l'Énergie a pris certaines de ses plus grandes décisions sur la planification de l'électricité en dehors du cadre du Plan énergétique à long terme (même si ces décisions de politiques ont par la suite été intégrées dans les plans suivants). En sont des exemples les décisions prises en 2009 qui visaient à ne pas construire de nouvelles centrales nucléaires, à adopter la Loi de 2009 sur l'énergie verte et à lancer le programme de tarif de rachat garanti pour l'électricité renouvelable ainsi que celle prise en 2016 qui portait sur l'annulation de l'approvisionnement au beau milieu du processus relatif à de grands projets d'énergie renouvelable.

Le PELT en soi ne brosse habituellement pas le dernier portrait de projets d'électricité précis. La SIERE est responsable de mettre en œuvre bon nombre des décisions énoncées dans le PELT[11]. Une directive de suivi du Ministère fournit habituellement des instructions précises et donne le pouvoir à la SIERE de donner le feu vert à des projets de production d'électricité (p. ex., une quantité déterminée d'électricité de source renouvelable). Les résultats de certaines de ces décisions ministérielles, notamment sur les cibles d'énergie renouvelable et d'économie d'énergie, sont abordés à la partie Q4. La Commission de l'énergie de l'Ontario pourrait aussi recevoir des directives de mise en œuvre liées au PELT.

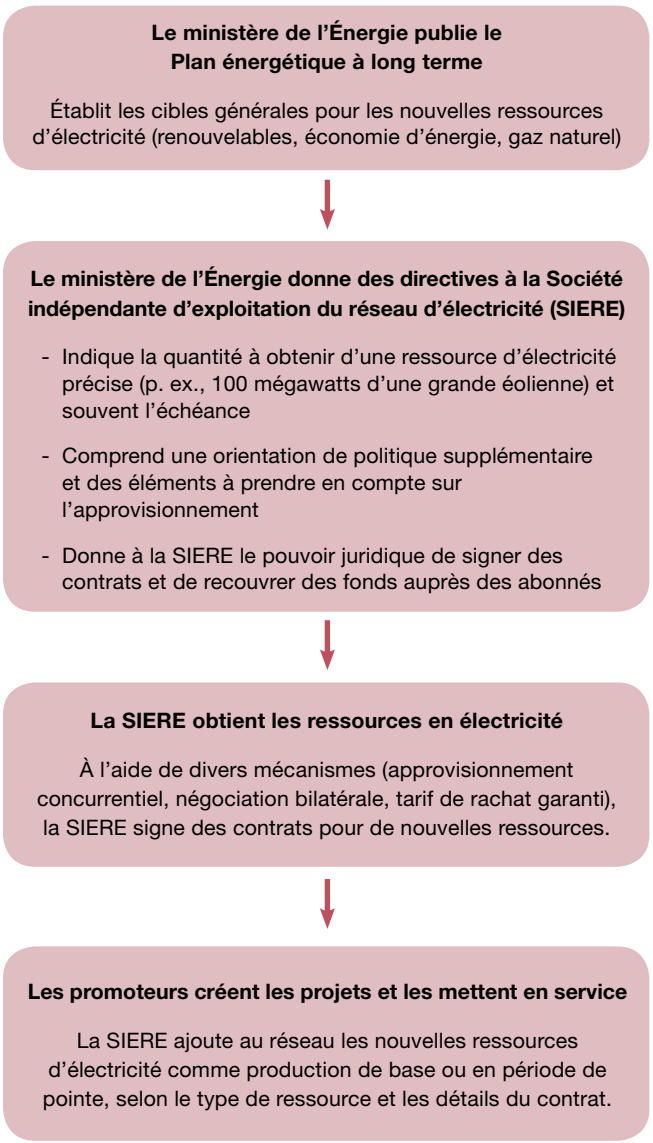


Figure 2.2. Mise en œuvre des décisions sur le profil d'approvisionnement dans le Plan énergétique à long terme.

Par exemple, le PELT de 2013 exposait les engagements suivants[12] :

- Nouvelles cibles d'économie d'énergie et de réponse à la demande, appuyées par les activités du programme;
- Remise à neuf des centrales nucléaires;
- Ralentissement du rythme auquel les nouveaux projets d'énergie renouvelable sont ajoutés;
- Nouvelles cibles d'approvisionnement pour les projets de stockage d'énergie et de production combinée de chaleur et d'électricité.

Le dernier PELT a été publié en octobre 2017, à la suite de deux rapports techniques : Ontario Planning Outlook et Fuels Technical Report[13]. La CEO a commenté ce processus et elle a rédigé un rapport spécial à ce sujet, soit le rapport Élaboration du Plan énergétique à long terme de 2017. La dernière version du PELT de 2017 est différente en ce sens que celui-ci ne prend aucun engagement quant à l'approvisionnement en nouvelles ressources d'électricité. La partie Q13 traite des occasions et des lacunes du dernier PELT.

Quels critères le Ministère utilise-t-il pour prendre des décisions sur la planification?

Un plan énergétique à long terme peut inclure des buts et des objectifs qui tiennent compte des éléments suivants[14] :

- la rentabilité de l'approvisionnement en énergie ainsi que de la capacité de production, de transport et de distribution;
- la fiabilité de l'approvisionnement en énergie ainsi que de la capacité de production, de transport et de distribution, notamment la résilience par rapport aux changements climatiques;
- la priorisation des mesures liées à l'économie d'énergie ou la gestion de la demande d'énergie;
- l'utilisation de sources d'énergie plus écologiques et de technologies émergentes et novatrices;
- les émissions atmosphériques du secteur de l'énergie, en considérant toute prévision liée aux émissions de gaz à effet de serre qui serait élaborée en collaboration avec la SIERE;
- les consultations avec les peuples autochtones et la participation de ceux-ci au secteur de l'énergie, ainsi que l'engagement des personnes, collectivités et groupes intéressés dans ce secteur;
- toute autre question que le ministre juge pertinente.

En ce qui a trait à l'électricité, la première responsabilité du Ministère est de veiller à ce que l'Ontario ait suffisamment de puissance fiable en tout temps et tout au long de l'année, et ce, pour les 20 prochaines années. Le besoin de répondre à la demande de pointe future en électricité (habituellement, les journées les plus chaudes de l'année) a souvent guidé la prise de décisions sur la production d'électricité ou l'économie d'énergie. Il est habituellement plus difficile et plus coûteux de répondre à la demande de pointe que tout autre demande.

Cependant, la capacité de répondre à la demande de pointe n'est pas l'unique facteur. Le profil d'approvisionnement prévu doit aussi fournir l'énergie pour la consommation d'électricité toute l'année durant et tenir compte des coûts financiers et environnementaux. Par exemple, il pourrait être bon d'utiliser les centrales au gaz naturel pour répondre à une quantité limitée de la demande de pointe, mais il ne serait pas sage de s'en servir pour fournir l'électricité de base, puisque les coûts en combustibles de ces centrales sont élevés et que leurs émissions de gaz à effet de serre sont encore plus élevées.

Le PELT devrait aussi refléter les autres obligations et priorités économiques et environnementales du gouvernement, notamment celles liées à la Loi de 2016 sur l'atténuation du changement climatique et une économie sobre en carbone, ce qui n'est pas le cas du PELT de 2017 (Q15).

Le PELT devrait refléter la Loi de 2016 sur l'atténuation du changement climatique et une économie sobre en carbon.

La planification à long terme jouera-t-elle un plus petit rôle dans la satisfaction des besoins futurs en électricité?

La planification descendante qui émane du Ministère et des contrats à long terme pourrait revêtir une importance moindre dans les décisions sur le profil d'approvisionnement à venir. La SIERE cherche à complémenter le marché de l'électricité en temps réel avec un nouveau marché, soit le marché de la capacité, qui pourrait donner l'occasion de créer certains types de nouvelles ressources sans contrats à long terme. Cette mesure fait partie du projet de renouvellement du marché de la SIERE (Q17).

Notes de fin de chapitre

1. Auparavant, Ontario Hydro fournissait la majorité de l'électricité en Ontario. (SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, Overview of the IESO-administered Markets, Toronto, juillet 2017, p. 5).

2. Cependant, les dispositions des contrats peuvent avoir une influence sur ce point. Les anciennes centrales aux gaz disposaient de contrats qui les encourageaient à fonctionner à toute heure, peu importe le prix courant, puisqu'elles étaient entièrement compensées par des paiements hors marché.

3. Certaines raisons comprennent :
   - le risque que la production d'électricité ancienne ou nouvelle « hors marché » fasse diminuer le prix courant;
   - l'incertitude politique à savoir si les gouvernements permettront aux tarifs d'électricité en temps réel d'atteindre de nouveaux sommets qui pourraient être nécessaires pour équilibrer l'offre et la demande;
   - le long temps d'attente et l'incertitude réglementaire dans le développement de nouveaux projets d'électricité.

   L'Alberta, l'un des quelques territoires qui se servent de leur marché de gros de l'électricité comme la seule source de revenus pour les producteurs d'électricité, utilise désormais d'autres outils pour compléter cette stratégie afin d'assurer la fiabilité future et d'atteindre d'autres objectifs politiques, notamment un profil d'approvisionnement plus propre (ALBERTA ELECTRIC SYSTEM OPERATOR, Alberta's Wholesale Electricity Market Transition Recommendation, Calgary, octobre 2016, p. 2).

4. Une exception mineure est la production d'électricité hors réseau à petite échelle où un particulier ou une entreprise produit de l'électricité afin de diminuer ses coûts liés à l'achat d'électricité du réseau. La production combinée de chaleur et d'électricité de certaines installations industrielles et des projets d'énergie solaire de facturation nette sont des exemples abordés à la partie Q18.

5. COMMISSAIRE À L'ENVIRONNEMENT DE L'ONTARIO, Économie d'énergie : Passons aux choses sérieuses, Rapport sur les progrès liés à l'économie d'énergie de 2015-2016, Toronto, mai 2016, p. 23-24.

6. Par exemple, les derniers contrats pour la production d'électricité au gaz naturel sont structurés de façon à ce que seule l'électricité produite lors des périodes de pointe soit assujettie à un paiement, puisque ce type d'électricité n'est requis que peu souvent (17 % de toutes les heures en 2017). Le paiement mensuel minimum permet de veiller à ce que les promoteurs de ces projets recouvrent leurs investissements en capitaux, même si la centrale n'est pas sollicitée pour être exploitée très fréquemment.

7. Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario, article 78.1.

8. La Commission réglemente aussi les tarifs du transport et de la distribution de l'électricité. Dans le cas des distributeurs en particulier, le ministère de l'Énergie impose souvent moins d'orientations de politique descendantes, et la Commission doit faire preuve de discernement pour déterminer si une proposition d'investissement est dans l'intérêt du public et si elle devrait être approuvée pour le recouvrement des coûts.

9. Loi de 1998 sur l'électricité, art. 25.29.

10. COMMISSAIRE À L'ENVIRONNEMENT DE L'ONTARIO, Élaboration du Plan énergétique à long terme de 2017 : Rapport spécial remis à l'Assemblée législative de l'Ontario, Toronto, décembre 2016, p. 14.

11. En plus de l'approvisionnement en ressources, la SIERE supervise aussi la gestion quotidienne en temps réel du réseau d'électricité et elle est responsable de gérer les programmes d'économie d'électricité de la province. La SIERE s'occupe aussi de la planification à court terme; elle le fait dans le cadre d'un rapport technique trimestriel (18-Month Outlook) où elle passe en revue les besoins immédiats en électricité et évalue si les ressources en électricité sont suffisantes pour répondre à ces besoins.

12. MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO, Vers un bilan équilibré : Le plan énergétique à long terme de l'Ontario, Toronto, décembre 2013, p. 4-7.

13. Le PELT précédent comportait une revue des 10 dernières années ainsi qu'une prévision pour les 20 prochaines années à l'égard de différents scénarios pour le réseau d'électricité ontarien, tandis que le PELT actuel porte sur l'offre et la demande de tous les autres combustibles largement utilisés dans la province. Les rapports présentent une vaste gamme de prévisions possibles liées à la demande, qui reposent sur des facteurs économiques et démographiques, des améliorations technologiques et d'autres mises en œuvre de politiques publiques, et exposent plusieurs options pour répondre à la demande prévue.

14. Loi de 1998 sur l'électricité, par. 25.29(2).

LE PASSAGE À UN RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ SOBRE EN CARBONE EN ONTARIO

QUESTION 3

Comment la demande en électricité de l'Ontario a-t-elle changé et pourquoi?

L'Ontario a connu une baisse marquée de sa demande de pointe et sa consommation générale d'électricité lors de la récession de 2008-2009. Depuis, la demande s'est largement maintenue, malgré la croissance démographique et économique. L'économie d'énergie a joué un rôle clé pour maintenir la demande de pointe et la consommation générale d'électricité au même point.

La demande en électricité de l'Ontario suit plusieurs cycles : un cycle de jour (élevée durant le jour, particulièrement en fin d'après-midi et début de soirée), un cycle hebdomadaire (plus élevée durant les jours de semaine) et un cycle saisonnier (plus élevée en hiver et en été). Les périodes de l'année où la demande est à son plus fort (demande de pointe) ont lieu lorsque ces cycles coïncident et sont accompagnés de conditions météorologiques extrêmes, soit les chauds après-midi d'été en semaine, ou les glaciales soirées d'hiver en semaine. La consommation d'électricité durant les périodes de pointe peut être le double de la demande minimale en électricité de l'Ontario. Ces cycles de demande en électricité déterminent la capacité de production d'électricité dont la province a besoin, ainsi que la fréquence d'utilisation de chaque type de production.

Sans l'économie d'énergie, notamment les programmes des distributeurs ainsi que les codes et les normes sur l'énergie, la consommation annuelle de la province aurait été près de 9 % supérieure et la demande de pointe aurait été 16 % supérieure. La consommation d'électricité dans le secteur industriel a également chuté, en partie en raison de changements structurels.

Table des matières

LES FAITS EN DÉTAIL **34**

La consommation d'électricité totale par rapport à la demande de pointe **34**

Demande d'électricité annuelle **34**

Courbes de consommation d'électricité **35**

Demande de pointe de l'Ontario **37**

Tendances dans la demande d'électricité par secteur **38**

L'effet de l'économie d'électricité sur la demande d'électricité annuelle **40**

Programmes d'économie d'énergie de la SIERE et des ELD 41

Codes et normes 41

« Autres influences » sur l'économie d'énergie 42

L'effet de l'économie d'énergie sur la demande de pointe **42**

L'initiative d'économies d'énergie en milieu industriel 43

Programmes de réponse à la demande 43

Tarification en fonction de l'heure de consommation 44

Notes en fin de chapitre **45**

Les faits en détail…

La consommation d'électricité totale par rapport à la demande de pointe

Le présent chapitre décrit les changements à la demande d'électricité de l'Ontario ainsi que certains facteurs qui ont entraîné ces changements.

Deux types de demandes sont particulièrement importants afin de déterminer la capacité de production d'électricité dont doit disposer l'Ontario, ainsi que le type de ressource (voir la partie Q4 pour obtenir de plus amples renseignements) :

- La demande totale en électricité (mesurée en térawattheures, TWh), c'est-à-dire la quantité totale d'électricité qui doit être fournie aux Ontariens au cours d'une journée, d'un moins ou d'une année. Il s'agit de la somme de toutes les charges d'électricité dans la province;
- La demande de pointe en électricité (mesurée en mégawatts, MW) représente le moment où la demande est à son plus fort dans la province. Cette période ne dure généralement que quelques heures, durant certains jours de l'année.

La province doit planifier la production d'électricité en fonction de la demande totale ainsi que de la plus haute pointe.

Les données indiquées sur le tableau de bord de votre véhicule sont une bonne analogie pour expliquer la différence entre la demande totale et la demande de pointe. L'odomètre indique la distance totale que vous avez parcourue, soit la demande totale, tandis que le compteur de vitesse indique la vitesse en temps réel pendant que vous conduisez; la vitesse la plus rapide atteinte sur le compteur de vitesse est un peu l'équivalent de la demande de pointe en électricité.

La province doit planifier la production d'électricité en fonction de la demande totale sur le réseau ainsi que de la plus haute pointe à laquelle il devra répondre pour fournir l'électricité nécessaire à toute heure du jour et de l'année, y compris lorsque la consommation d'électricité est à son plus fort.

Demande d'électricité annuelle

La figure 3.1 montre la demande d'électricité annuelle de la province de 2005 à 2016.

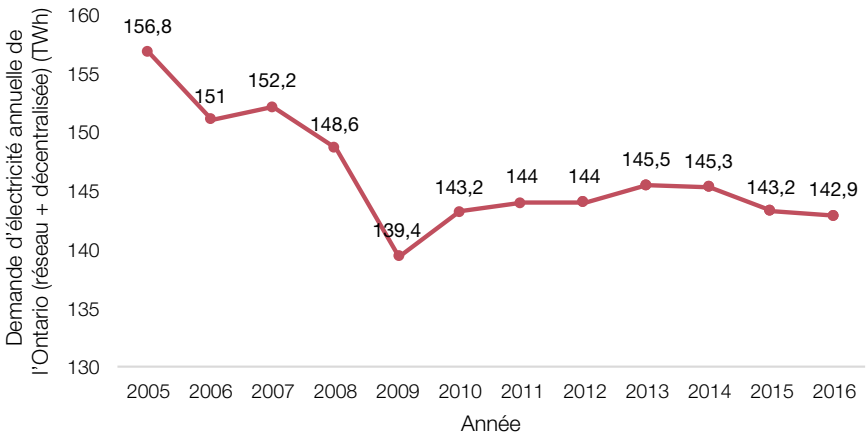


Figure 3.1. Demande d'électricité annuelle de l'Ontario (réseau + décentralisée) de 2005 à 2016

Remarque : La demande de l'Ontario comprend la demande qui a été comblée par la production décentralisée (producteurs d'électricité raccordés au réseau de distribution local, ce qui comprend de nombreux petits projets solaires et éoliens), laquelle n'est pas toujours comptée dans les statistiques de l'Ontario sur l'électricité (la production décentralisée s'est accrue et a répondu à près de 4 % de la demande de l'Ontario en 2015, par rapport à seulement 1 % en 2005, de sorte que si sa contribution est ignorée, la demande de l'Ontario semblera inférieure à ce qu'elle est réellement).

Source : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 31 janvier 2018.

Comme d'autres régions, l'Ontario a connu une chute marquée de sa demande d'électricité au cours de la récession de 2008-2009. Depuis 2010, la demande d'électricité est demeurée pratiquement stable, malgré la croissance économique et démographique. La demande d'électricité montrée à la figure 3.1 est la demande réelle après l'économie d'énergie, autrement la demande serait plus grande, comme il en est question ci-dessous dans le chapitre.

La demande d'électricité est demeurée pratiquement stable.

Courbes de consommation d'électricité

La consommation d'électricité varie tout au long de la journée, de la semaine et des saisons au cours de l'année. La figure 3.2 montre comment la consommation d'électricité varie à l'intérieur d'une semaine à trois moments différents de l'année : en janvier (hiver), en avril (printemps) ainsi qu'en juillet-août (été) 2017.

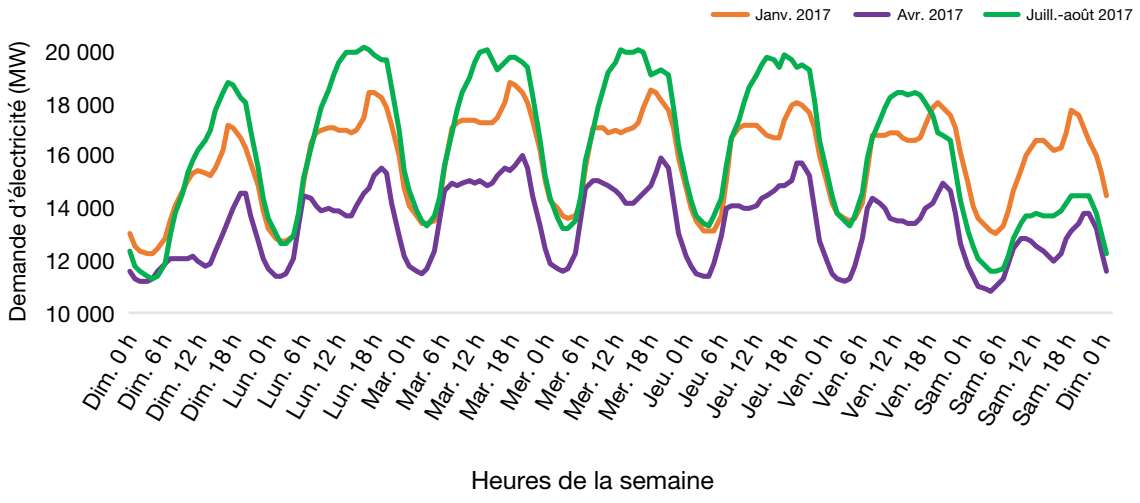


Figure 3.2. Courbes de demande en électricité par heure au cours d'une semaine de janvier, d'avril et de juillet-août 2017

Remarque : La demande réelle par heure est en fait légèrement supérieure à ce qui est montré, particulièrement durant le jour en été, puisqu'une partie de la demande est comblée par la production décentralisée (principalement solaire) raccordée à certains réseaux de distribution locaux. Voir la partie Q5 pour tout savoir sur la façon dont la production solaire diminue la demande de pointe.

Source : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, « Data Directory: Hourly Data 2002-2017 », en ligne, [www.ieso.ca/-/media/files/ieso/power-data/data-directory/hourlydemands_2002-2017.csv?la=en] (consulté le 6 mars 2018).

La figure 3.2 montre que la demande d'électricité varie tout au long de l'année, avec une consommation d'électricité accrue en été et en hiver par rapport aux mois intermédiaires du printemps et de l'automne, en raison de la demande liée aux conditions météorologiques, soit le chauffage et la climatisation. Plus il fait chaud ou froid, plus ces courbes sont prononcées. Typiquement, les pointes d'été de l'Ontario sont plus fortes que celles d'hiver puisque la climatisation dépend de l'électricité, tandis qu'une majorité des sources de chauffage de l'Ontario sont alimentées au gaz naturel.

La consommation d'électricité est moindre durant les jours de semaine par rapport aux fins de semaine. Durant un jour de semaine il se produit habituellement deux pointes, soit au matin lorsque les gens se préparent à aller au travail ainsi qu'en soirée lors de leur retour.

Les habitudes de consommation quotidiennes varient en fonction des saisons. Même si la consommation d'électricité durant les mois de janvier et juillet-août est généralement élevée, le moment et la durée de la période de pointe quotidienne diffèrent légèrement. En hiver, la demande augmente rapidement tôt en soirée (aux alentours de 18 h) lorsque les gens reviennent du travail et allument les lumières et certains appareils (p. ex., le four) et chauffent leurs résidences (même dans celles chauffées au gaz, puisque les ventilateurs de chaudières consomment beaucoup d'électricité). Les pointes d'été élevées sont principalement attribuables à la climatisation (dans les entreprises et les résidences), ce qui explique pourquoi elles atteignent souvent un plateau qui perdure une bonne partie de l'après-midi pendant que la température extérieure est très élevée. Au cours du mois intermédiaire d'avril, lorsque la température est habituellement clémente, la demande n'atteint pas des pointes aussi élevées, mais elle augmente néanmoins de manière marquée lorsque les gens reviennent du travail et allument lumières et appareils.

Lorsque la demande est faible, l'Ontario produit un surplus d'électricité

Pendant toutes les saisons, la demande est à son plus bas la nuit. Lorsque la demande est faible et chute en deçà de la production de base, l'Ontario produit un surplus d'électricité (**Q7**). La figure 3.3 montre comment la demande minimale sur le réseau a chuté depuis 2005. Durant ces heures, la consommation d'électricité des industries représente la majorité de la demande.

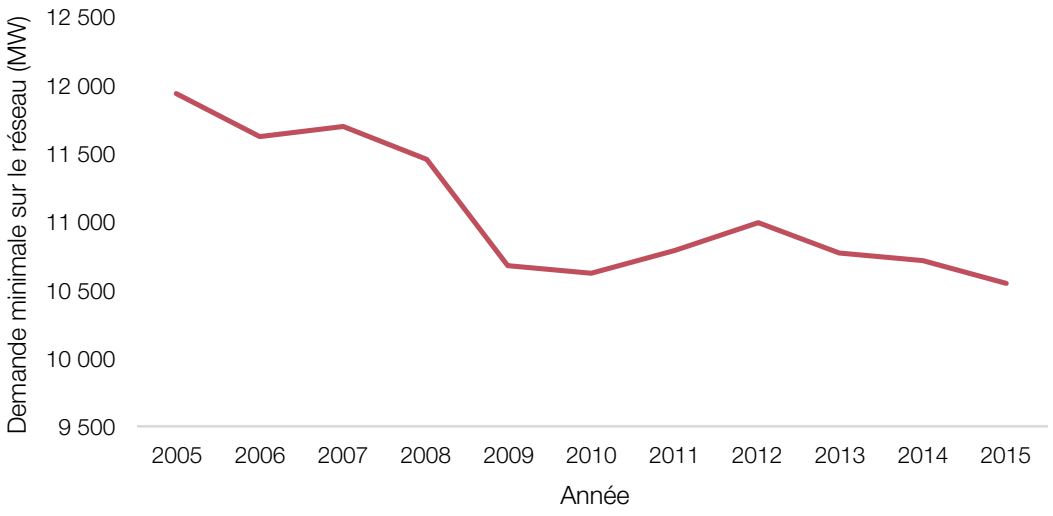


Figure 3.3. Demande minimale sur le réseau de l'Ontario de 2005 à 2015

Source : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, « Module 1: State of the Electricity System, 10-Year Review », présentation, août 2016, diapo 8.

Demande de pointe de l'Ontario

Les heures de l'année durant lesquelles la consommation d'électricité de l'Ontario est à son plus haut sont ce qu'on appelle les périodes de pointe. Comme le montre la figure 3.4, la demande de pointe durant ces heures peut atteindre le double de la demande minimale de la province. L'Ontario doit avoir accès à suffisamment d'électricité pour assurer la fiabilité du réseau durant ces heures de pointe (Q5), de sorte que les décisions relatives à la planification tendent souvent vers la construction de nouvelle capacité ou les investissements dans l'économie d'énergie (Q2).

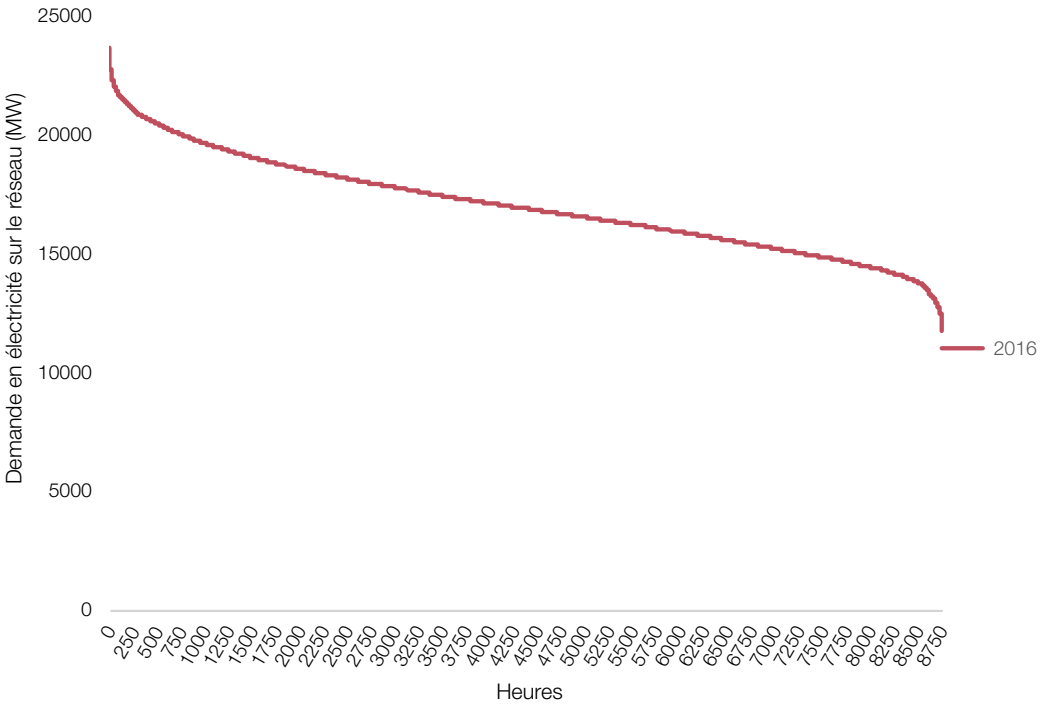


Figure 3.4. Fourchette de demande d'électricité en Ontario en 2016 (c.-à-d., la courbe de la durée de la charge)

Source : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, « Data Directory: 2016 Generator Output and Capability reports », en ligne, [www.ieso.ca/-/media/files/ieso/power-data/data-directory/goc-2016.xlsx?la=en&hash=3C6E47A28856ADB539CD293C6816DA0873808EA1] (consulté le 6 mars 2018).

Tout comme la consommation d'électricité totale, la demande de pointe n'est pas aussi élevée qu'elle l'était du début au milieu des années 2000. La figure 3.5 montre les pointes de demande les plus élevées en été et en hiver pour toutes les années depuis 2005. La plus haute demande de pointe enregistrée de la province s'est produite en 2006, avec 27 005 MW. Des 20 jours où des records de demande de pointe ont été enregistrés depuis 2002, seul un s'est produit au cours des huit dernières années (25 450 MW en 2001)[1]. La demande de pointe se produit généralement en été, mais ça n'a pas été le cas en 2014, car un vortex polaire a apporté des conditions météorologiques inhabituellement froides en Ontario, de sorte que l'été a été frais.

La demande de pointe se produit généralement en été.

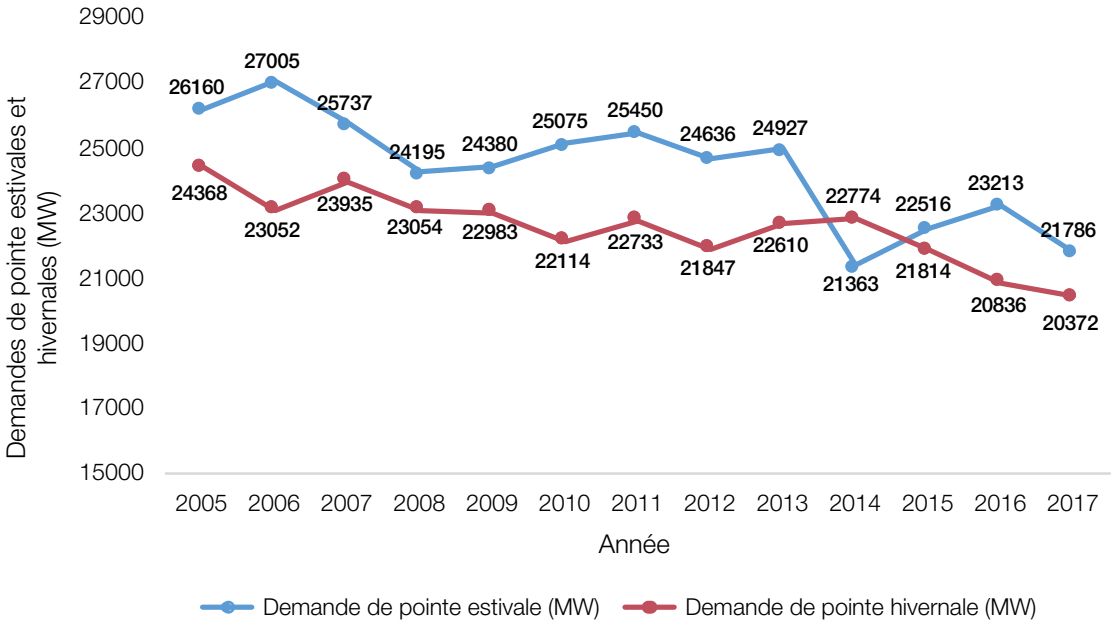


Figure 3.5. Pointes historiques annuelles de demande en été et en hiver de 2005 à 2017

Remarque : Contrairement à la figure 3.1, les statistiques sur la demande de pointe ne sont pas ajustées en fonction de l'effet de la production décentralisée, principalement solaire. Si l'on tenait compte de la production décentralisée, la demande de pointe serait légèrement supérieure (environ 600 MW en 2016)[2].

Source : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, « Media: Year-End Data », en ligne, [www.ieso.ca/corporate-ieso/media/year-end-data] (consulté le 6 mars 2018). Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, « Data Directory: Hourly Ontario and Market Demands 2002-2017 », en ligne, [www.ieso.ca/-/media/files/ieso/power-data/data-directory/hourlydemands_2002-2017.csv?la=en] (consulté le 6 mars 2018).

Tendances dans la demande d'électricité par secteur

Historiquement, la consommation d'électricité annuelle en Ontario était divisée grosso modo également entre les utilisations résidentielles, commerciales et industrielles. En 2015, la consommation s'est transformée pour refléter 36 % dans le secteur résidentiel, 36 % dans le secteur commercial, 24 % dans le secteur industriel et 4 % ailleurs (p. ex., l'agriculture)[3].

Les changements dans l'économie ont eu des répercussions sur la quantité d'électricité consommée par les secteurs commercial et industriel. Les entreprises qui fournissent des services en finances, en assurances et en vente au détail continuent de croître lentement dans la province.[4] D'autre part, les industries lourdes telles que celles du papier et de l'imprimerie, de la nourriture et des boissons, de l'équipement de transport ainsi que d'autres fabricants ont vu leur contribution au PIB de l'Ontario décliner d'année en année.

La figure 3.6 montre le changement dans la demande d'électricité des grands consommateurs industriels de la province. Les consommateurs du secteur des pâtes et papiers ont connu la baisse la plus marquée, mais une réduction de la consommation d'électricité a été observée dans la plupart des catégories industrielles. Au total, ces consommateurs ont diminué d'environ 30 % leur demande d'électricité annuelle.

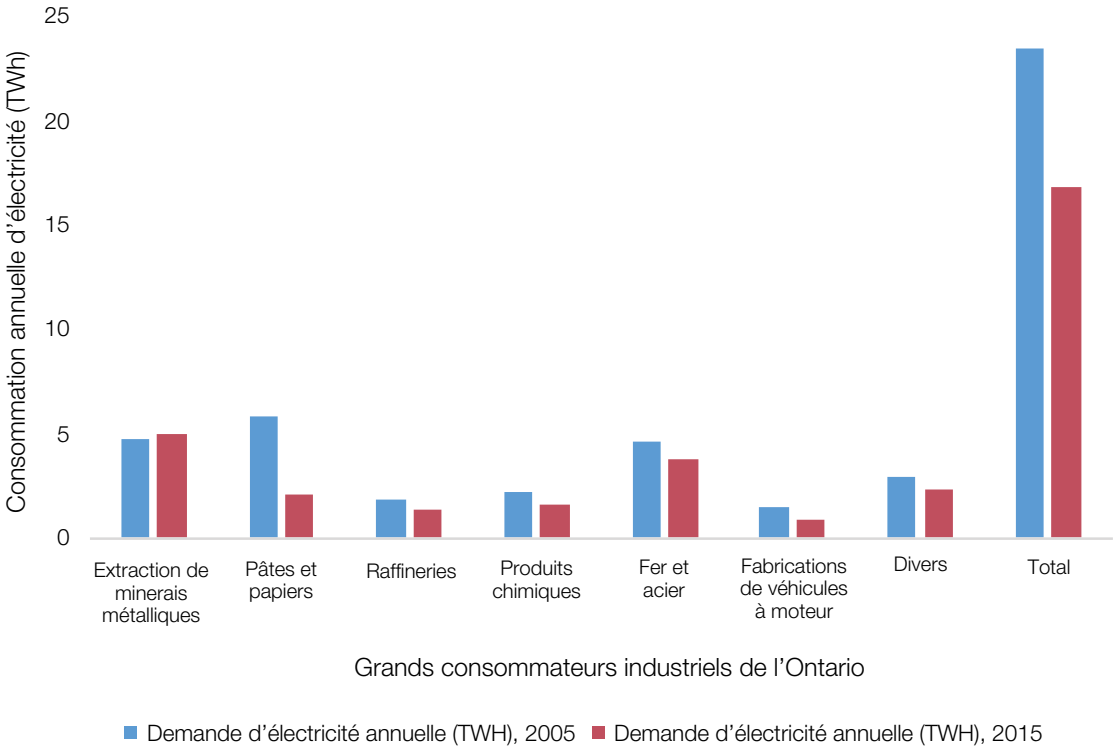


Figure 3.6. Demande d'électricité annuelle des grands consommateurs industriels en Ontario, en 2005 et 2015

Source : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, « Module 1: State of the Electricity System, 10-Year Review », présentation, août 2016, diapo 10.

L'augmentation dans l'industrie des services a fait croître la demande pour des espaces commerciaux ou à bureaux, pour les institutions et pour les magasins de vente au détail. Cependant, les normes et les codes de plus en plus stricts sur les bâtiments ainsi que l'accessibilité des programmes d'économie d'énergie ont amélioré l'efficacité énergétique des édifices commerciaux. Les entreprises font également une utilisation plus efficace des espaces de travail et accordent davantage de flexibilité aux employés pour travailler à distance. Ainsi, alors que l'industrie des services s'agrandissait, sa demande d'électricité n'a pas augmenté au même rythme[5].

La consommation moyenne des ménages a aussi diminué, comme le montre la figure 3.7. En 2016, la Commission de l'énergie de l'Ontario a amorcé un examen des données sur l'électricité des entreprises locales de distribution (ELD) et analysé la consommation mensuelle

La consommation moyenne des ménages a diminué.

du consommateur d'électricité moyen; elle a conclu que le consommateur moyen utilisait environ 50 kWh de moins par mois en 2014 qu'en 2010.[6] La diminution de la consommation a été observée partout dans la province, y compris chez les consommateurs d'Hydro One en région rurale.[7] Par conséquent, la Commission a réajusté la consommation mensuelle d'électricité du « consommateur d'électricité moyen » de 800 kWh à 750 kWh dans son calcul des répercussions de la facture d'électricité sur les consommateurs . Les consommateurs qui chauffent leur résidence à l'électricité ou qui possèdent de l'équipement médical consommeront davantage d'électricité que cette moyenne.

Comment la demande en électricité de l'Ontario a-t-elle changé et pourquoi?

Figure 3.7. Consommation d'électricité mensuelle moyenne des consommateurs résidentiels en Ontario, de 2006 à 2015

Remarque : Avant la fin 2009, la norme de la Commission sur la consommation moyenne par ménage était de 1000 kWh par mois. Cependant, la figure 3.7 indique que la consommation réelle depuis 2006 était inférieure à 1000 kWh.

Source : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, « Module 1: State of the Electricity System, 10-Year Review », présentation, août 2016, diapo 9.

La Commission a déterminé que les programmes d'économie d'électricité et la tarification en fonction de l'heure de consommation (décrits plus loin dans le présent chapitre) sont deux facteurs importants qui touchent la consommation d'électricité résidentielle. En effet, les efforts d'économie d'énergie dans tous les secteurs ont grandement contribué à réduire la consommation d'électricité annuelle et la demande de pointe, comme il est expliqué ci-dessous.

L'effet de l'économie d'électricité sur la demande d'électricité annuelle

L'Ontario s'est engagé à économiser l'électricité au moyen de l'efficacité énergétique (Q19) et des programmes de réponse à la demande (Q17), de l'amélioration des codes du bâtiment et de l'efficacité énergétique des équipements et appareils et de politiques de tarification qui visent à réduire la consommation d'électricité durant les périodes de pointe. Les détails sur les efforts d'économie d'énergie sont décrits dans d'autres rapports annuels sur les progrès liés à l'économie d'énergie de la CEO, dont le plus récent est intitulé Chaque joule est précieux.

Sans d'économie d'électricité, la demande d'électricité annuelle de la province aurait été environ 9 % supérieure.

La figure 3.8 montre dans quelle mesure l'économie d'énergie diminue la demande d'électricité annuelle. Sans les mesures d'économie d'électricité, notamment les programmes des distributeurs ainsi que les codes et les normes en matière d'énergie, la demande d'électricité annuelle de la province aurait été environ 9 % supérieure (12 TWh) à ce qui a été enregistré en 2016. Les programmes d'économie d'énergie représentent environ 58 % des économies (7,1 TWh), tandis que les codes et normes énergétiques représentent 42 % (5,2 TWh)[9].

Dans le Plan énergétique à long terme de 2017, le gouvernement a réitéré son engagement envers sa cible d'économie d'électricité pour 2032, laquelle vise à accroître les économies jusqu'à 30 TWh d'ici 2032. L'importance constante de l'économie d'énergie est analysée à la partie Q19 du présent rapport.

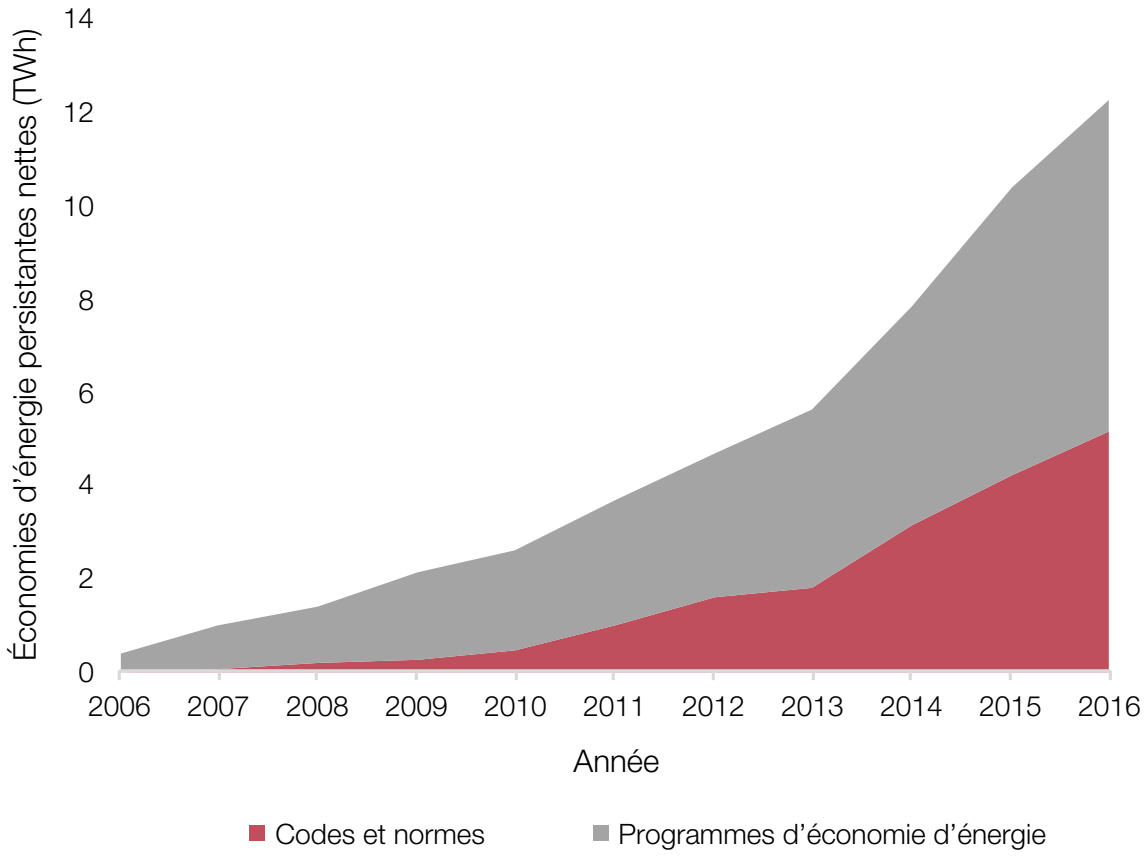


Figure 3.8. Économies d'électricité des programmes d'économie d'énergie en Ontario en 2006-2015

Remarque : Les « autres influences » sur l'économie d'énergie, soit les économies estimées entraînées par les activités autres que les programmes d'économie d'énergie de la SIERE et des ELD ainsi que les codes et normes, ne sont pas incluses. En incluant ces économies, les économies d'électricité annuelles totales en 2016 s'élèveraient à 14,53 TWh[10].

Source : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 14 mars 2018.

Programmes d'économie d'énergie de la SIERE et des ELD

Des programmes d'économie d'énergie sont offerts à tous les secteurs par les ELD ou la SIERE. Ces programmes, qui comprennent des mesures incitatives pour encourager la participation à la diminution de la consommation d'électricité, sont financés à même les tarifs des consommateurs. Par exemple, les programmes résidentiels d'économie d'électricité offrent des produits écoénergétiques tels que les ampoules DEL, les détecteurs de mouvement, les multiprises intelligentes et les systèmes de chauffage et de climatisation de haute efficacité, lesquels devraient diminuer la consommation d'électricité des consommateurs . Les clients commerciaux ont accès à des programmes qui modernisent leurs systèmes d'éclairage et dispositifs de réfrigération, qui encouragent la modernisation en général de leurs installations commerciales et qui offrent aussi des mesures incitatives pour en construire de nouvelles à haute efficacité énergétique[12].

Codes et normes

Le Code du bâtiment de l'Ontario, réglementé par le ministère des Affaires municipales de l'Ontario, comprend des normes sur l'efficacité énergétique pour les nouveaux édifices qui deviennent de plus en plus strictes à chaque

cycle de mise à jour du Code, de sorte qu'il en découle en moyenne une réduction de 13 % de la consommation d'énergie prévue pour chaque cycle. Le ministère de l'Énergie a également établi des normes d'efficacité énergétique pour les produits et appareils en vertu du Règl. de l'Ont. 404/12 pris en application de la Loi de 2009 sur l'énergie verte, laquelle est aussi mise à jour régulièrement, par exemple en ajoutant des normes sur de nouveaux produits et en resserrant les normes d'efficacité sur les produits déjà réglementés.

« Autres influences » sur l'économie d'énergie

Dans ses estimations des économies totales d'électricité dues à l'économie d'énergie, la SIERE inclut d'importantes économies d'électricité qui découlent de mesures autres que les codes, normes et programmes d'économie d'énergie des ELD et de la SIERE, qu'elle appelle les « autres influences » sur l'économie d'énergie[13]. La SIERE estime que ce type de projets a entraîné plus de 2,25 TWh en économies d'électricité en 2016, notamment par l'entremise de programmes fédéraux et provinciaux, d'économies d'électricité entraînées par les avantages connexes des programmes d'économie du gaz ainsi que des programmes d'économie d'électricité lancés avant 2007 et menés directement par la SIERE. Puisque la plupart de ces économies sont des estimations non vérifiées et que la contribution des politiques du gouvernement de l'Ontario dans ces économies est incertaine, elles ne sont pas compilées dans les totaux montrés ici. En incluant ces économies, les économies d'électricité annuelles totales en 2016 pourraient s'élever à plus de 14,5 TWh.

L'effet de l'économie d'énergie sur la demande de pointe

L'économie d'électricité a également aidé à réduire la demande de pointe en électricité. Réduire la demande de pointe était en fait le principal objectif originalement visé par les efforts d'économie d'énergie de l'Ontario et demeure l'un des plus importants. Sans l'économie d'énergie, la demande de pointe aurait été 16 % (3 602 MW) supérieure en 2016 qu'elle ne l'a été. Des économies d'énergie supplémentaires de 620 MW auraient pu être réalisées au besoin, pour une réduction potentielle de la demande de pointe de 4 222 MW[14]. Les programmes d'économie d'électricité contribuent aussi à réduire les émissions de GES.

Les programmes d'économie d'énergie ainsi que les codes et normes décrits dans la section précédente participent généralement à la réduction de la demande de pointe, mais des efforts d'économie d'énergie spécifiquement ciblés sur la demande de pointe existent aussi et sont décrits plus amplement ci-dessous.
Ces projets (initiative d'économies d'énergie en milieu industriel, réponse à la demande, tarification en fonction de l'heure de consommation) sont regroupés en tant que « politiques de tarification » et représentent 28 % de la capacité de réduction de la demande de pointe en 2016. La figure 3.9 montre la contribution de chaque catégorie d'économie d'énergie dans la réduction de la demande de pointe en Ontario.

Sans l'économie d'énergie, la demande de pointe aurait été 16 % supérieure qu'elle ne l'a été.

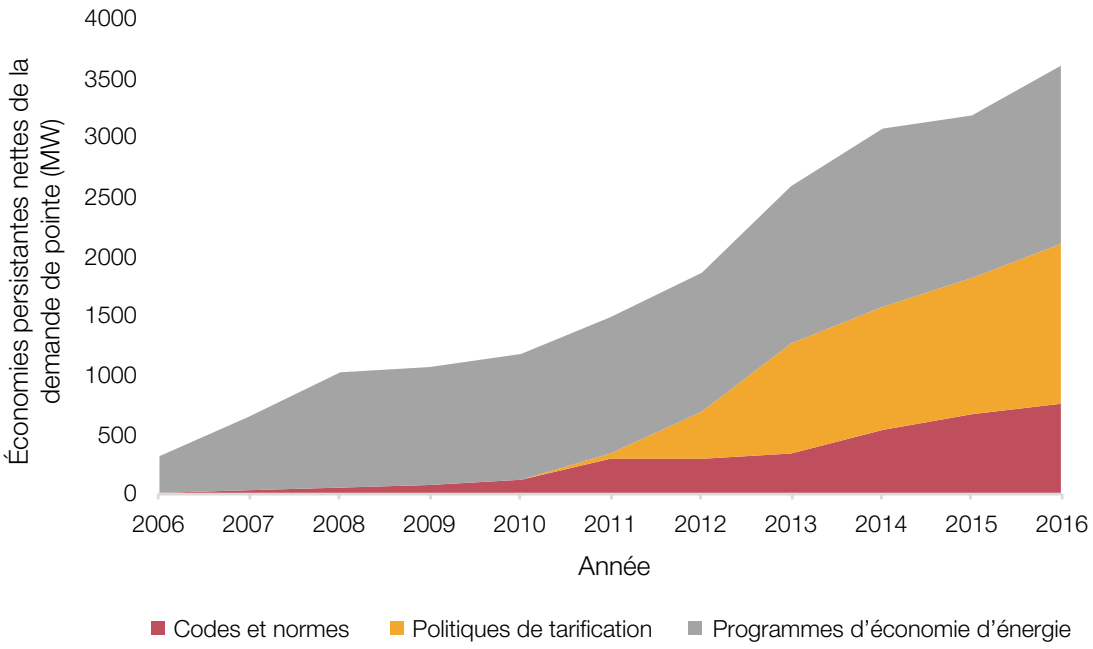


Figure 3.9. Économies persistantes nettes de la demande de pointe en Ontario, en 2006-2016

Remarque : Les « politiques de tarification » comprennent l'initiative d'économies d'énergie en milieu industriel (décrite dans le présent chapitre), laquelle a eu le plus important effet sur la réduction de la demande de pointe en 2016 à mesure que le programme prenait une ampleur généralisée. Le graphique comprend 620 MW de réponse à la demande qui n'a pas été activée en 2016 pour réduire la pointe, mais qui était disponible au besoin. Les « autres influences » sur l'économie d'énergie, soit les économies estimées entraînées par les activités autres que les programmes d'économie d'énergie de la SIERE et des ELD ainsi que les codes et normes, ne sont pas incluses. En incluant ces économies, les économies sur la demande de pointe en 2016 s'élèveraient à 4 750 MW.

Source : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 14 mars 2018.

L'initiative d'économies d'énergie en milieu industriel

L'Initiative d'économies d'énergie en milieu industriel (IEEMI) est un projet d'économie d'énergie mené par la SIERE qui permet aux grands consommateurs (maintenant tous les consommateurs dont la demande de pointe excède 1 MW ainsi que certaines catégories de consommateurs qui se situent entre 500 kW et 1 MW) de réduire leur facture d'électricité en consommant moins d'électricité durant les cinq heures de l'année où la demande est à son plus haut. La SIERE a calculé que l'IEEMI a réduit la demande de pointe de 1 300 MW en 2016[15]. Ce projet a donc aidé à atténuer les sommets de la demande de pointe durant les heures où la demande est à son plus haut dans la province. Selon la quantité d'électricité qu'un consommateur est capable de déplacer, les économies peuvent varier d'un peu moins de 5 000 $ à près de 50 000 $ par mois[16].

Programmes de réponse à la demande

La réponse à la demande (RD) est le nom d'une catégorie de mesures d'économie d'énergie qui sont activées par les consommateurs en fonction des directives en temps réel de la SIERE afin de réduire leur consommation d'électricité lorsque la charge sur le réseau est lourde. Il existe plusieurs moyens d'y parvenir, par exemple en arrêtant des processus industriels, en tamisant l'éclairage, en utilisant moins de climatisation. Les programmes de RD occasionnent de petits désagréments pour les consommateurs participants, de sorte qu'ils sont compensés pour leur participation à ces programmes.

La réponse à la demande était à l'origine sous la responsabilité des ELD et de la SIERE. Les ELD ont offert le programme peaksaver PLUS aux clients résidentiels et les programmes P2RD et P3RD de réponse à la demande aux grands consommateurs commerciaux

et industriels. Le programme peaksaver PLUS, lequel permettait aux ELD de contrôler et de diminuer à distance l'intensité d'utilisation de la climatisation dans les résidences pendant les heures de demande de pointe durant les chaudes journées d'été, a eu quelque 300 000 participants. La SIERE avait contracté 526,2 MW de capacité de réponse à la demande en 2015[17].

La réponse à la demande est maintenant gérée uniquement par la SIERE. Les entreprises et les consommateurs industriels intéressés peuvent participer à une vente aux enchères en indiquant le prix qu'ils demandent pour être appelés à réduire leur consommation d'électricité. Les ELD peuvent également rassembler des ressources de RD, par exemple les thermostats du programme peaksaver PLUS, afin de participer aux enchères sur la RD afin de faire concurrence à d'autres fournisseurs de RD . Dans le cadre de ce nouveau processus, la SIERE a réussi à diminuer le coût de la réponse à la demande et à faire passer le nombre de participants de 6 à 21 (données de 2016). Dans la vente aux enchères tenue par la SIERE en décembre 2017, la province a reçu des engagements de l'ordre de 570 MW de réduction par la RD pour l'été et de 712 MW de réduction par la RD pour l'hiver[19].

Malgré ces réussites à obtenir des contrats de participation à la RD, ces ressources sont rarement sollicitées en raison des paiements onéreux qui doivent être versés à ceux qui réduisent leur consommation d'électricité par comparaison au fait d'accroître la production, même en période de pointe. Puisque cette vente aux enchères fera partie du projet de renouvellement du marché de la SIERE dans laquelle les fournisseurs de RD feront concurrence aux producteurs afin d'équilibrer le réseau d'électricité de la province, il est possible que ces ressources de RD soient sollicitées plus fréquemment. L'initiative est expliquée en plus amples détails à la partie Q17.

L'activation de la réponse à la demande (c.-à-d. les occasions où l'on demande aux consommateurs participants de réduire leur consommation d'électricité) est aussi intégrée au marché de l'électricité en temps réel, et la RD est activée par le signal de prix du marché en gros. La SIERE peut aussi activer la réponse à la demande pour des raisons de fiabilité. Contrairement aux autres projets énumérés ci-dessus, la réponse à la demande n'a pas nécessairement réduit la demande de pointe réelle parce qu'elle a rarement été utilisée. Néanmoins, elle demeure une option que la province peut utiliser pour réduire la demande et assurer le maintien de la fiabilité afin d'éviter d'avoir à construire de nouvelles sources d'approvisionnement (Q5).

Tarification en fonction de l'heure de consommation

La tarification en fonction de l'heure de consommation est maintenant utilisée en Ontario depuis 2005 et est utilisée pour presque tous les consommateurs résidentiels[20]. Un rapport de 2013 commandé par la Commission a indiqué que la tarification en fonction de l'heure de consommation a réduit la consommation de pointe en été (lorsque la demande en électricité est à son plus haut) des consommateurs résidentiels de 3,3 %.[21] Le rapport souligne aussi que la charge sur le réseau d'électricité de l'Ontario a évolué en réponse à la tarification en fonction de l'heure de consommation, les périodes de pointe se prolongent désormais sur un plateau et ne font plus de pics soudains en après-midi.

La tarification en fonction de l'heure de consommation a réduit la consommation de pointe en été de 3,3 %.

Il y a également un bon nombre d'heures de pointe après 19 h, puisque davantage de consommateurs ont déplacé leurs activités en dehors des périodes de pointe[22]. Le rapport a aussi conclu que la tarification en fonction de l'heure de consommation a entraîné une réduction moyenne de la demande de 179 MW pendant la période de pointe estivale, mais n'a eu aucun effet sur la consommation d'électricité totale[23]. La tarification en fonction de l'heure de consommation a été moins efficace à réduire la demande de pointe que prévu, en partie en raison de la différence de prix peu prononcée entre les périodes de pointe et les périodes creuses. La Commission explore différentes tarifications qui pourraient réduire plus efficacement la demande de pointe (Q16).

Notes en fin de chapitre

1. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, « Demand Overview », en ligne, [www.ieso.ca/en/power-data/demand-overview/historical-demand] (consulté le 26 février 2018).
2. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, « Settlements », en ligne, [www.ieso.ca/sector-participants/settlements/global-adjustment-and-peak-demand-factor] (consulté le 26 février 2018).
3. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, « Module 2: Demand Outlook », août 2016, p. 9.
4. MINISTÈRE DES FINANCES DE L'ONTARIO, « Comptes économiques de l'Ontario », en ligne, [https://www.fin.gov.on.ca/fr/economy/ecaccts/index.html] (consulté le 26 février 2018).
5. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, « Module 1: State of the Electricity System: 10-year Review », août 2016, p. 9.
6. COMMISSION DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO, Defining Ontario's Typical Electricity Consumer, EB-2016-0153, Toronto, le 14 avril 2016, p. 4.
7. Ibid., p. 5. (Bon nombre de consommateurs d'Hydro One en région rurale utilisent le chauffage à l'électricité, ce qui augmente leur consommation d'électricité moyenne sur une base annuelle.)
8. Ibid., p. 6.
9. Selon la demande de 2016 qui se chiffre à 142,9 TWh (réseau + décentralisée), SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 31 janvier 2018).
10. Voir les renseignements détaillés sur les économies tirées de la GDE en 2016 : SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, Conservation Reports, en ligne, [www.ieso.ca/power-data/conservation-overview/conservation-reports], consulté le 22 mars 2018).
11. SAVEONENERGY, « Home Energy Savings and Consumer Programs », en ligne, [www.saveonenergy.ca/Consumer.aspx] (consulté le 26 février 2018).
12. SAVEONENERGY, « Save on Energy Business Incentive Programs », en ligne, [www.saveonenergy.ca/Business.aspx] (consulté le 26 février 2018).
13. Par exemple, l'estimation des économies d'énergie réalisées vers l'atteinte de la cible générale d'économie d'énergie du Plan énergétique à long terme, telle que déclarée dans le rapport sur l'économie de 2016 de la SIERE, comprend les économies générées par ces « autres influences » (SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, « 2016 Conservation Results Report », février 2018, p. 13).
14. Diminution de la demande de pointe de 3 602 MW en 2016, divisée par la pointe réelle de 2016 de l'ordre de 23 213 MW. De plus, 620 MW provenant de projets de réponse à la demande (programmes résidentiels de réponse à la demande et réponse à la demande fondée sur la capacité) étaient disponibles si nécessaire afin de réduire la demande de pointe de 2016, mais n'ont pas été utilisés. Ces chiffres ne comprennent pas les 529 MW de réduction de la demande de pointe générés par les « autres influences » (exclus parce qu'ils ne pouvaient pas être vérifiés). En incluant ces deux catégories, la réduction de la demande de pointe se serait chiffrée à 4 750 MW.
15. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, Industrial Conservation Initiative Backgrounder, septembre 2017.
16. Ibid., p. 6. (Ces calculs supposent que le consommateur a une demande de pointe de 20 MW.)
17. COMMISSAIRE À L'ENVIRONNEMENT DE L'ONTARIO, Chaque joule est précieux : Revue annuelle de la consommation énergétique et de l'économie d'énergie en Ontario, Toronto, août 2017, p. 102.
18. Puisque les exigences du processus de ventes aux enchères de RD sont plus strictes, la réponse à la demande résidentielle ne produira pas 1 MW pour 1 MW . Toronto Hydro a aussi confirmé le 12 février 2018 que le programme peaksaver PLUS sera utilisé dans le cadre des ventes aux enchères de réponse à la demande (COMMISSAIRE À L'ENVIRONNEMENT DE L'ONTARIO, Chaque joule est précieux : Revue annuelle de la consommation énergétique et de l'économie d'énergie en Ontario, août 2017, p. 103. TORONTO HYDRO, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, 21 février 2018).
19. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, « Demand Response Auction: Post-Auction Summary Report », en ligne, [reports.ieso.ca/public/DR-PostAuctionSummary/PUB_DR-PostAuctionSummary_2018.xml] (consulté le 26 février 2018).
20. Hydro One a reçu une directive d'exemption de la Commission qui indiquait de ne pas appliquer la tarification en fonction de l'heure de consommation à certains consommateurs en région éloignée pour des raisons techniques; ainsi, Hydro One n'est pas en mesure de recevoir les données en temps réel de ces propriétés. (EGAN, K., « Astonishing: Hydro One pulling plug on 36,000 rural smart meters after years of complaints », National Post, le 1er janvier 2016, en ligne, [nationalpost.com/news/canada/astonishing-hydro-one-pulling-plug-on-36000-rural-smart-meters-after-years-of-complaints]).
21. COMMISSION DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO, Regulated Price Plan Roadmap, EB-2014-0319, novembre 2016, p. 8-9.
22. Ibid., p. 15.
23. Ibid., p. 9.

LE PASSAGE À UN RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ SOBRE EN CARBONE EN ONTARIO

QUESTION 4

D'où vient l'électricité de l'Ontario? De quelle façon le profil d'approvisionnement a-t-il changé?

En 2005, l'électricité de l'Ontario provenait à 51 % de l'énergie nucléaire, à 22 % de l'hydroélectricité, à 19 % du charbon et à 8 % du gaz naturel. En 2016, l'électricité de l'Ontario provenait à 59% de l'énergie nucléaire, à 23 % de l'hydroélectricité, à 10 % de l'énergie renouvelable autre que l'eau et à 8 % du gaz naturel. Sans les normes et les programmes d'économie d'énergie, la consommation d'électricité aurait été plus élevée de 9 % en 2016.

L'énergie éolienne et l'énergie solaire, qui n'étaient presque pas présentes en 2005, fournissaient 9 % de l'électricité de l'Ontario en 2016. Les remises à neuf à la centrale de Bruce ont fait que l'énergie nucléaire a fourni à l'Ontario 8 % de plus d'électricité. Sans les améliorations aux codes et aux normes sur l'énergie ni les programmes d'économie d'énergie de la dernière décennie, la consommation d'électricité aurait été plus élevée de 9 % en 2016. Durant l'année, le gaz naturel fournit à peu près autant d'électricité qu'en 2005; il joue cependant un rôle plus important maintenant puisque les nouvelles centrales aident à répondre à la demande de pointe en électricité lors des chaudes journées d'été et des froides soirées d'hiver.

Table des matières

LES FAITS EN DÉTAIL **48**

Provenance de l'électricité de l'Ontario en 2005 . . . . . **48**

Qu'est-ce qui a changé depuis 2005? **49**

Part de la production d'électricité 50

Puissance 51

Nouveaux approvisionnements en électricité, par type de ressource **53**

Énergie nucléaire 53

Gaz naturel 54

Énergies renouvelables **55**

Cibles et appels d'offres en matière d'énergie renouvelable 55

Résultats de l'appel d'offres **59**

Hydroélectricité 60

Énergie éolienne et solaire 61

Production intégrée 62

Bioénergie 64

Notes de fin de chapitre **65**

Les faits en détail…

Provenance de l'électricité de l'Ontario en 2005

En 2005, l'électricité de l'Ontario provenait presque en totalité de quatre sources, soit de l'énergie nucléaire, de l'eau (hydroélectricité), du charbon et du gaz naturel ou des produits pétroliers. Chacune de ces ressources jouait un rôle différent pour assouvir les fluctuations changeantes de la demande d'électricité décrite à la partie Q3. Ontario Power Generation exploitait la plupart de ces centrales, soit les centrales nucléaires de Pickering et de Darlington, la majorité des centrales hydroélectriques, toutes les centrales au charbon et la centrale Lennox (gaz naturel et produits pétroliers).

Énergie nucléaire (51 % de la production en 2005) : Après la mise en service de la centrale nucléaire de Darlington au début des années 1990, l'Ontario comptait trois grandes centrales (Bruce, Darlington et Pickering), lesquelles comptent en tout 20 réacteurs. Entre 1995 et 1998, les quatre réacteurs A de la centrale de Bruce et les quatre réacteurs A de la centrale de Pickering ont été mis hors service, ce qui a causé une hausse rapide de la production d'électricité au charbon (voir ci-dessous et la partie Q12). En 2005, quatre de ces huit réacteurs avaient été remis en service (réacteurs A1 et A4 à Pickering, puis A3 et A4 à Bruce), mais pas les quatre autres qui faisaient l'objet d'une décision à savoir s'ils allaient être remis à neuf ou non. Par conséquent, 16 réacteurs étaient exploités. Les centrales nucléaires sont habituellement conçues et exploitées pour fournir une production de base, soit la même quantité d'électricité chaque heure de la journée.

Énergie hydroélectrique (22 % de la production de 2005) : Les sites des centrales hydroélectriques les plus accessibles de l'Ontario ont été aménagés il y a longtemps; ces centrales fournissent l'électricité la plus abordable de la province.

L'aménagement de la centrale Sir Adam Beck en 1922 à Niagara Falls représentait les premiers pas d'une production d'électricité à grande échelle en Ontario; cette centrale est toujours en exploitation. Depuis, l'hydroélectricité tient un rôle déterminant. Les centrales Beck de Niagara Falls et R.H. Saunders sur le fleuve Saint-Laurent sont les deux centrales les plus grandes

En 2005, l'électricité de l'Ontario provenait presque en totalité de l'énergie nucléaire, de l'eau, du charbon et du gaz naturel ou des produits pétroliers.

de l'Ontario. Ces centrales fournissent principalement l'électricité de base, sans interruption, quoique le complexe de Niagara Falls dispose d'un réservoir et d'installations de stockage par pompage qui permettent de planifier avec aise le moment où l'électricité est produite.

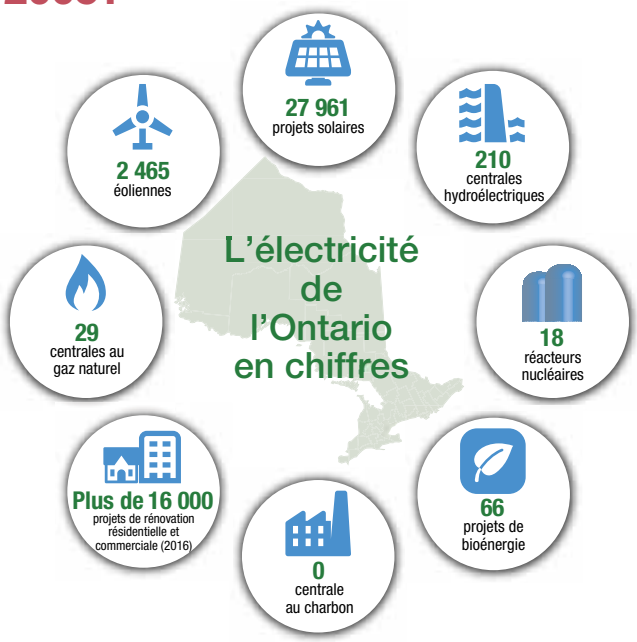
L'Ontario compte aussi de nombreuses autres centrales hydroélectriques moins imposantes (exploitées en majorité par Ontario Power Generation, 66 centrales pour être précise)[1] partout sur son territoire. Bon nombre d'entre elles peuvent stocker une part d'eau à court terme derrière leur barrage; cette réserve permet d'assouvir les demandes de pointe quotidiennes au moyen d'un approvisionnement adéquat en électricité. Le volume d'électricité généré par les installations hydroélectriques varie selon les saisons, en raison des niveaux d'eau, et peut être limité par d'autres exigences en matière de consommation d'eau (p. ex., obligation de maintenir un certain débit pour des raisons écologiques). En général, l'eau se fait plus abondante au printemps et à l'automne lorsque la demande est habituellement faible en Ontario; elle se fait moins abondante en été lorsque la demande en Ontario s'intensifie.

Charbon (19 % de la production en 2005) : En 2005, l'Ontario détenait deux grandes centrales au charbon, à Lambton et à Nanticoke, dans le sud de la province ainsi que deux plus petites centrales, à Thunder Bay et à Atikokan (en plus de la centrale de Lakeview à Mississauga qui a fermé en 2005). Le charbon s'entrepose facilement et peut produire de l'électricité rapidement au besoin, c'est pourquoi les centrales au charbon étaient utilisées pour accroître ou réduire la production afin de répondre aux variations de la demande d'heure en heure. La production d'électricité au moyen du charbon a plus que doublé entre le milieu des années 1990 et l'année où elle était à son point le plus fort (2000) pour fournir l'électricité que déployaient auparavant les centrales nucléaires désormais hors service. La production

d'électricité au charbon a chuté de nouveau en 2005 lorsque quatre réacteurs nucléaires ont été remis en service. L'élimination progressive du charbon est décrite en détail à la partie Q12.

Gaz naturel et produits pétroliers (8 % de la production de 2005) : Dans les années 1990, un certain nombre de petites centrales au gaz naturel de propriété privée et financées par des intérêts privés ont été mises en service. (On les reconnaissait comme des producteurs d'électricité autonomes [PEA] afin de les dissocier des centrales publiques financées par les fonds publics d'Ontario Hydro [devenu OPG].) Bon nombre de ces centrales étaient à l'origine des centrales de production combinée de chaleur et d'électricité qui fournissaient de la chaleur à une installation industrielle et de l'électricité au réseau, bien que certaines centrales n'accomplissaient plus qu'un de ces deux objectifs lorsque leur installation industrielle a été fermée. Cette catégorie englobe aussi la grande centrale Lennox, alimentée au gaz naturel ou aux produits pétroliers, conçue pour répondre à la demande de pointe (elle fonctionne uniquement lorsque la demande d'électricité est très élevée).

Qu'est-ce qui a changé depuis 2005?



Depuis 2005, les ressources qui répondent aux besoins en électricité de la province ont changé considérablement de cinq façons :

1. les programmes d'économie d'énergie ont fait réduire les besoins en électricité;
2. toutes les centrales au charbon ont été fermées ou converties à la biomasse;
3. un grand nombre de centrales éoliennes et solaires ont été créées, il n'y en avait presque pas auparavant (un plus petit nombre de centrales hydroélectriques et de centrales de bioénergie supplémentaires ont aussi été mises sur pied);
4. onze nouvelles et grandes centrales au gaz naturel ont été mises en service, et certaines anciennes installations ont été mises hors service;
5. la production d'électricité au moyen de l'énergie nucléaire s'est accrue en raison de la remise à neuf de deux réacteurs à la centrale de Bruce et à leur remise en service. (La fermeture en octobre 2016 d'un réacteur de la centrale de Darlington qui subit à l'heure actuelle une remise à neuf a en partie atténué cette augmentation. Les autres réacteurs des centrales de Bruce et de Darlington seront remis à neuf tour à tour d'ici 2033.)

Sans programme d'économie d'énergie,[2] la consommation annuelle d'électricité de l'Ontario pour 2016 aurait été 9 % plus élevée et la demande de pointe aurait été 16 % plus élevée qu'elles ne le sont actuellement. L'incidence des mesures d'économie d'énergie est décrite à la partie Q3. Sans les efforts d'économie d'énergie réalisés depuis 2005, l'Ontario aurait été obligé de construire et d'exploiter davantage de nouvelles centrales.

Sans programme d'économie d'énergie, la consommation annuelle d'électricité de l'Ontario pour 2016 aurait été 9 % plus élevée et la demande de pointe aurait été 16 % plus élevée.

Q4

D'où vient l'électricité de l'Ontario? De quelle façon le profil d'approvisionnement a-t-il changé?

Le profil d'approvisionnement de l'Ontario peut être décrit en fonction de la part de production d'électricité annuelle de chaque ressource, présentée habituellement en térawattheures (TWh), ou de leur puissance installée, autrement dit la quantité d'énergie électrique qu'une ressource peut générer si elle est exploitée à sa pleine capacité, présentée habituellement en mégawatts (MW). Ces deux mesures sont examinées ci-dessous.

Part de la production d'électricité

Le charbon a fourni 29 TWh d'électricité (19 % de l'ensemble de la production) en 2005 (une baisse par rapport aux 25 % en 2000). Le remplacement de ces 29 TWh d'électricité provient de nombreuses sources, comme l'indique le tableau 4.1. La production d'électricité provenant de l'énergie nucléaire a augmenté de 13 TWh.

La production d'électricité au moyen du gaz naturel et au moyen de l'eau est légèrement supérieure à celle de 2005. La production d'électricité à partir d'énergies solaire et éolienne a quant à elle connu une croissance rapide; en effet, elle fournit légèrement plus d'électricité (14 TWh) que le gaz naturel (13 TWh).

En même temps, l'économie d'énergie a diminué la demande globale d'électricité de l'Ontario de 12 TWh en 2016 comparativement à ce qu'elle aurait été autrement (Q3). Cette quantité comprend les économies des programmes, des codes et des normes, mais exclut les économies non vérifiées de ce qu'appelle la SIERE les « autres influences ». L'Ontario génère en réalité presque la même quantité d'électricité qu'en 2005, en raison de l'augmentation des exportations et de la croissance démographique et économique (Q7).

Tableau 4.1. Production d'électricité en Ontario par source, 2005 et 2016

Source d'électricité	Production annuelle d'électricité en 2005, en TWh (% de toutes les sources)	Production annuelle d'électricité en 2016, en TWh (% de toutes les sources)	Variation entre 2005 et 2006 (TWh)
Énergie nucléaire	78,9 (50,6 %)	91,7 (58,5 %)	+12,8
Hydroélectricité	33,7 (21,6 %)	36,5 (23,3 %)	+2,8
Charbon	29,3 (18,8 %)	0 (0 %)	-29,8
Gaz naturel ou produits pétroliers	11,9 (7,6 %)	12,9 (8,2 %)	+1,0
Énergie éolienne	0 (0 %)	10,7 (6,8 %)	+10,7
Énergie solaire	0 (0 %)	3,5 (2,2 %)	+3,5
Bioénergie et autres sources	2,2 (1,4 %)	1,4 (0,9 %)	-0,8
Production totale	**156,0**	**156,7**	
Économie d'énergie	**0 (0 %)**	**12,3 (8,6 % de la demande en Ontario)[3]**	**+12,3**

Remarque : Comprend la production des producteurs intégrés, dont la majorité utilise l'énergie solaire, branchée au réseau de distribution.

Source : SIERE, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 30 janvier 2018.

Les variations dans la production d'électricité année par année sont indiquées dans la figure 4.1.

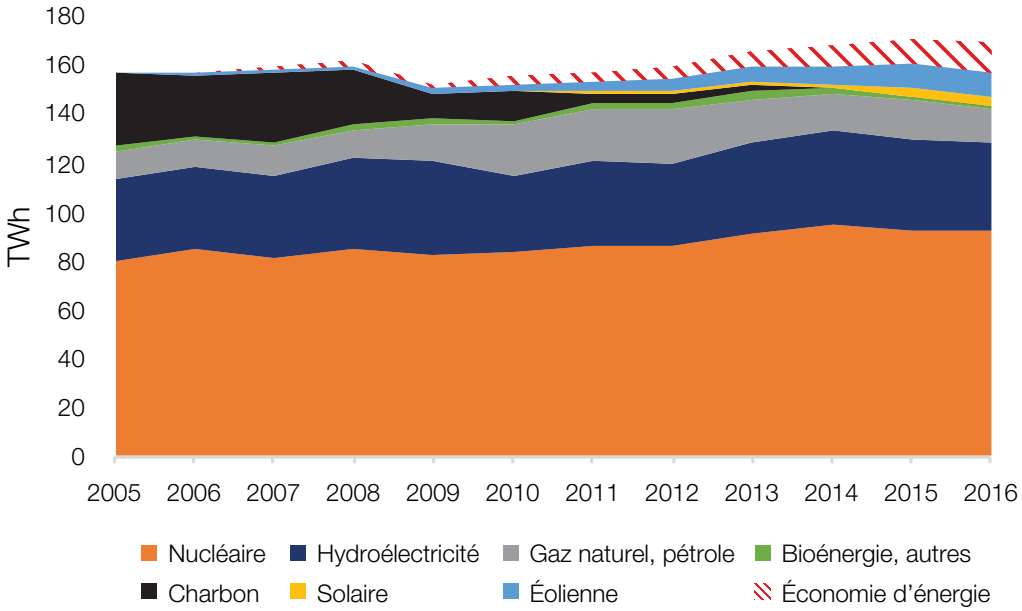
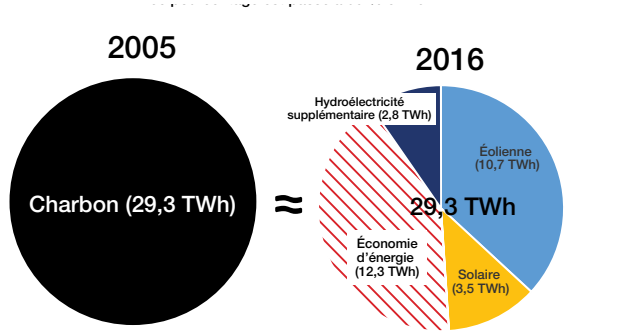


Figure 4.1. Production d'électricité et économie d'énergie par ressource, 2005-2016

Source : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 31 janvier 2018 et le 15 mars 2018.

Ensemble, l'augmentation de la production d'électricité à partir de l'énergie renouvelable, y compris celle de l'hydroélectricité, et la diminution de la consommation en raison de l'économie d'énergie correspondent presque à la quantité d'électricité qui provenait du charbon en 2005.



En 2005, les centrales au charbon ont fourni 29,3 TWh d'électricité en Ontario.

En 2016, l'économie d'énergie, l'hydroélectricité supplémentaire ainsi que les énergies éolienne et solaire ont généré environ la même quantité d'énergie.

Puissance

La figure 4.1 montre les changements dans la production totale d'électricité. Le profil d'approvisionnement diffère légèrement lorsqu'on regarde les changements dans la puissance installée, soit la quantité maximale d'électricité qu'une centrale peut produire, comme le montre la figure 4.2. L'énergie nucléaire représente une part plus importante de la production d'électricité puisqu'il est plus économique d'exploiter les centrales nucléaires en tout temps. Ce phénomène s'explique par le fait que les centrales nucléaires sont exploitées à plein rendement ou pas du tout, qu'elles ne peuvent pas demeurer sans supervision et qu'elles coûtent environ la même chose qu'elles produisent de l'électricité ou non.

Les ressources que sont le gaz naturel et les énergies renouvelables autres que l'eau forment une plus petite part de la production d'électricité que ce qu'elles peuvent fournir en réalité étant donné qu'elles ne sont pas exploitées aussi fréquemment :

Q4

D'où vient l'électricité de l'Ontario? De quelle façon le profil d'approvisionnement a-t-il changé?

- En raison du coût en combustibles, la plupart des centrales au gaz naturel sont exploitées uniquement lorsque la demande est élevée et que les autres sources ne peuvent pas y répondre. Même si de nouvelles centrales au gaz naturel ont été construites pour disposer d'un grand volume de puissance pour répondre à la demande de pointe, elles ne sont pas exploitées souvent.
- Les énergies solaire et éolienne n'ont aucun coût en combustibles, sauf que le soleil ne brille pas toujours et que le vent ne souffle pas toujours. De plus, il est bien plus facile d'activer et de désactiver les énergies renouvelables (d'en diminuer la production) que l'énergie nucléaire, c'est pourquoi la SIERE interrompt continuellement l'énergie renouvelable avant l'énergie nucléaire lorsqu'il y a des surplus (**Q7**).

L'économie d'énergie n'est pas prise en compte dans le tableau de la puissance installée, sauf pour la réponse à la demande (programme d'économie d'énergie précis

Ensemble, l'augmentation de la production d'électricité à partir de l'énergie renouvelable, et la diminution de la consommation en raison de l'économie d'énergie correspondent presque à la quantité d'électricité qui provenait du charbon.

selon lequel la consommation d'électricité est interrompue en temps réel par des mesures de l'exploitant du réseau d'électricité). Cependant, il est possible de mesurer la part de toutes les ressources d'économie d'énergie dans la réduction de la demande de pointe en électricité, comme le montre la partie **Q5**. Avec cette mesure, l'économie d'énergie a diminué la demande de pointe d'environ 16 % en 2016.

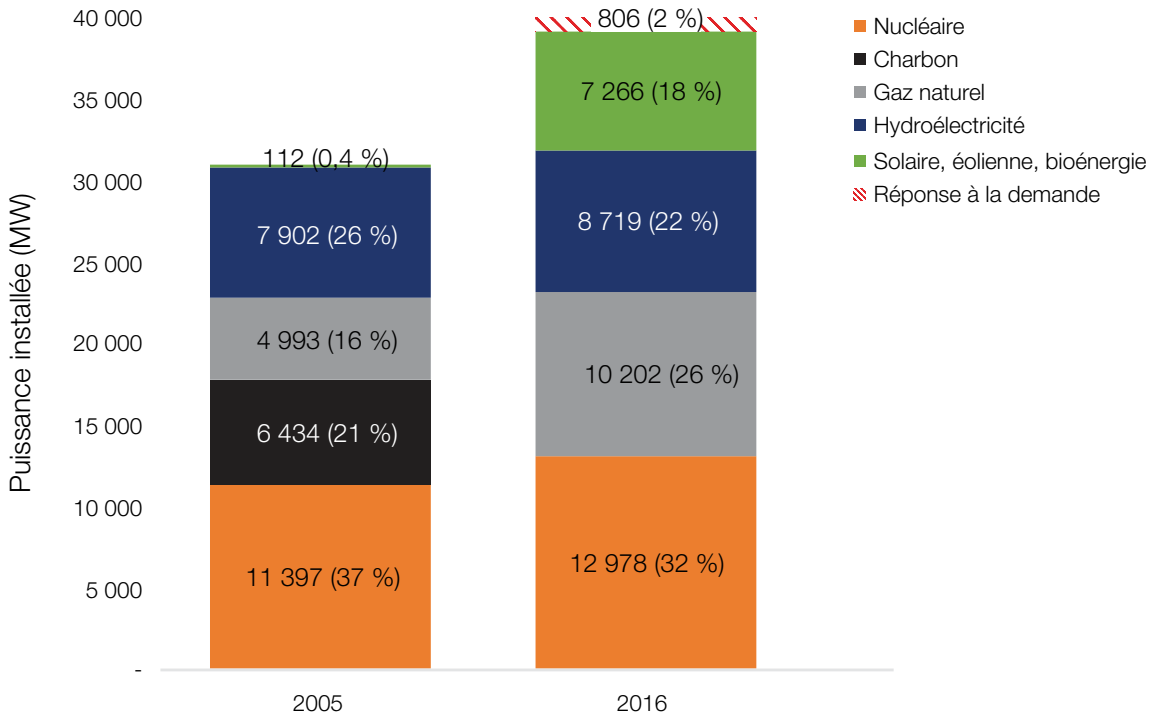


Figure 4.2. Variation de la puissance installée par ressource, 2005 et 2016

Source : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 17 novembre 2017.

La figure 4.3 présente les variations dans la puissance installée année par année. Pour les ressources autres que le charbon, seule la variation nette des ressources est indiquée (nouvelle puissance moins la puissance retirée) :

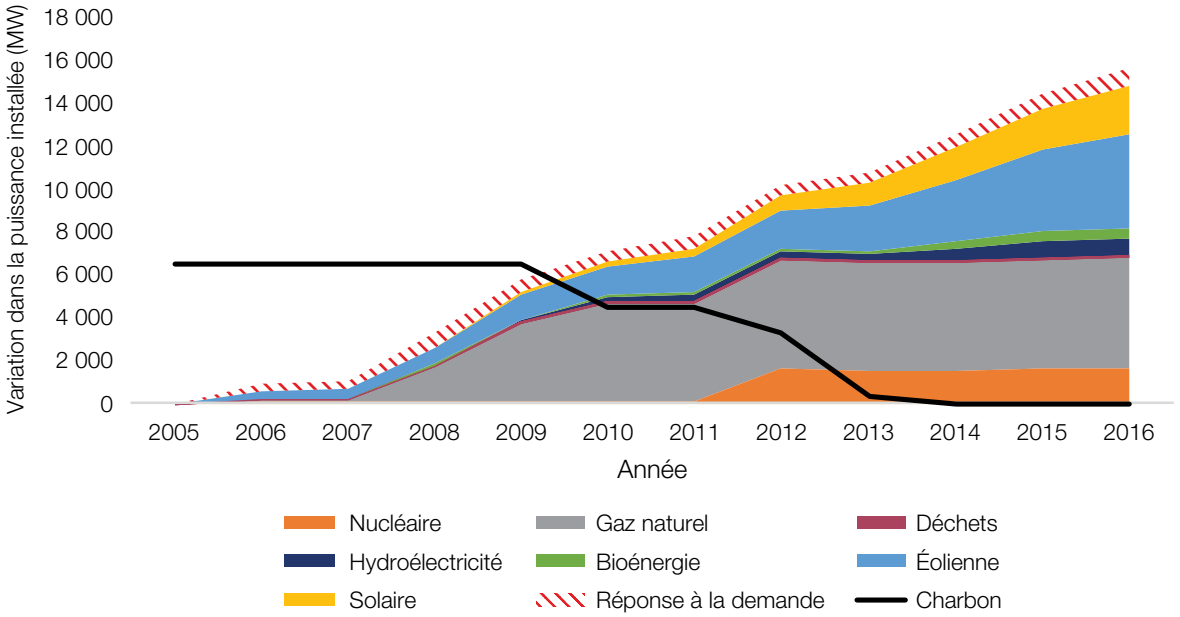


Figure 4.3. Variation nette de la puissance installée en Ontario (raccordée au réseau et décentralisée), par type de production, 2005-2016

Source : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 31 janvier 2018.

Nouveaux approvisionnements en électricité, par type de ressource

Nous regarderons maintenant de façon détaillée les nouveaux ajouts de capacité pour des ressources précises. La partie Q3 porte sur les programmes d'économie d'énergie et de réponse à la demande.

Énergie nucléaire

La production d'électricité provenant de l'énergie nucléaire a connu une augmentation depuis 2005 en raison de la remise à neuf de deux réacteurs de la centrale de Bruce (par opposition, les deux réacteurs de la centrale de Pickering qui ont été mis hors service en 2005 seront entreposés de façon sécuritaire et ne seront jamais remis en service). Au lieu de financer cette remise à neuf à partir

La production d'électricité provenant de l'énergie nucléaire a connu une augmentation.

des fonds publics, l'Ontario a signé un contrat avec la centrale privée de Bruce en 2005; cette dernière a financé les travaux au moyen d'investissements privés qui seront récupérés, avec un profit, au cours de la durée de vie des réacteurs. Les deux réacteurs ont été remis en service en 2012 et ils ont produit plus de 1 500 MW de puissance qui avaient été perdus à la fin des années 1990. Ces deux réacteurs à eux seuls répondent approximativement à 8 % de la demande actuelle en électricité en Ontario.

Par conséquent, l'Ontario comptait 18 réacteurs nucléaires en exploitation entre 2013 et 2016, lesquels répondaient

à presque 60 % de la demande en électricité totale de la province. Toutefois, parmi ces réacteurs, dix devront être remis à neuf au cours des années à venir (aux centrales de Bruce et de Darlington) et six devront être complètement mis hors service (à la centrale de Pickering) d'ici 2022-2024. En octobre 2016, le processus de remise à neuf a été lancé pour le premier des réacteurs de la centrale de Darlington.

L'Ontario a décidé de ne pas construire de nouvelles centrales nucléaires. Les décisions de l'Ontario quant au futur de l'énergie nucléaire sont examinées à la partie Q14.

Gaz naturel

Afin de remplacer une partie de la puissance que fournissait le charbon, particulièrement sa capacité à suivre rapidement à la hausse ou à la baisse la demande, l'Ontario a signé des contrats avec onze grandes centrales privées alimentées au gaz naturel, dont sept ont été mises en service entre 2008 et 2010 (environ 4 000 MW de nouvelle puissance)[4]. Le gaz naturel est un combustible fossile qui cause de la pollution atmosphérique et des émissions de GES, puis les émissions de méthane en amont sont de puissants gaz à effet de serre (Q11).

Le grand pari de l'Ontario sur le gaz naturel constituait un risque financier audacieux qui est largement tombé dans l'oubli.

Le grand pari de l'Ontario sur le gaz naturel constituait un risque financier audacieux qui est largement tombé dans l'oubli, car le prix du gaz a chuté au cours des dernières années. Contrairement au coût de la production d'électricité au moyen de l'énergie nucléaire ou de l'énergie renouvelable, celui de la production d'électricité au moyen du gaz naturel est très sensible aux prix du carburant. Les coûts en carburant représentent de 60 à 70 % des coûts globaux de la production d'électricité des centrales à cycle combiné au gaz naturel.[5] L'importation de gaz naturel siphonne l'argent hors de l'économie de l'Ontario. Le prix de l'électricité produite à partir du gaz naturel n'est pas fixe; il varie grandement en fonction des fluctuations du coût du produit de base (le gaz naturel), et ce coût est défini dans les marchés nord-américains où l'Ontario n'a aucune emprise (voir la figure 4.4). Au début de 2006, le prix du gaz naturel était environ le triple de celui d'aujourd'hui[6].

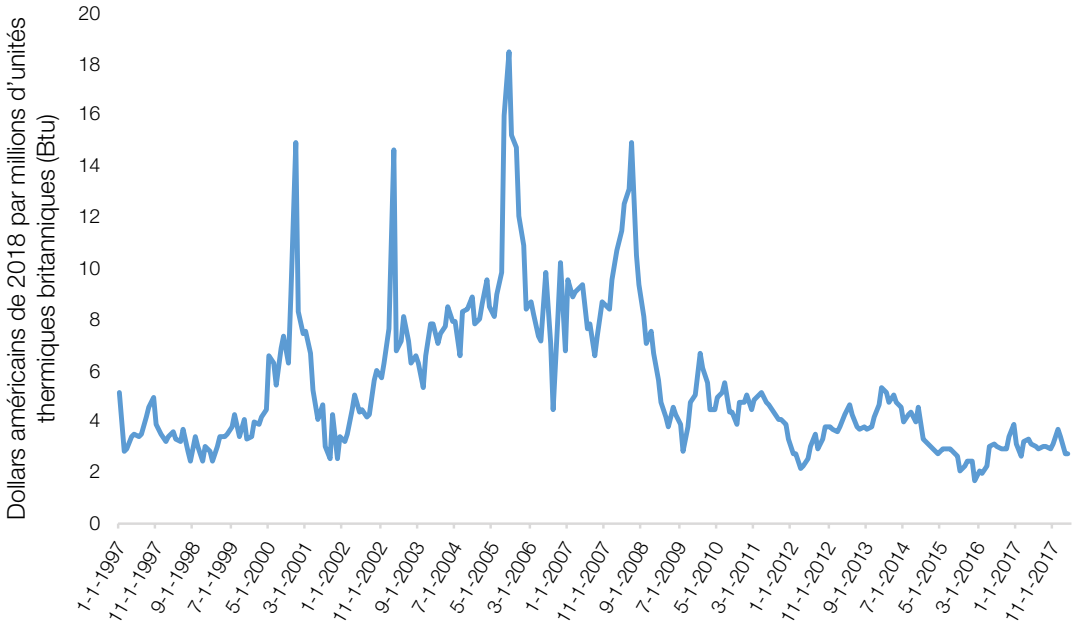


Figure 4.4. Prix du gaz naturel de Henry Hub ($US réels de 2018, 1997-2018)

Remarque : Habituellement, le centre Henry Hub détermine le prix du gaz naturel pour le marché de l'Amérique du Nord. Au Canada, la mesure courante pour 1 MMBtu est 28,327 mètres cubes de gaz naturel.

Source : Macrotrends, « Natural Gas Prices », en ligne, [www.macrotrends.net/2478/natural-gas-prices-historical-chart] (consulté le 13 mars 2018).

En 2016, les prix du gaz naturel étaient les plus bas des 20 dernières années (entre 1,75 et 3,75 $US/MMBtu). L'Energy Information Administration aux États-Unis s'attend à ce que les prix à long terme augmentent à environ 5,00 $US/MMBtu d'ici 2022 et à ce qu'ils demeurent près de ce taux[7].

La consommation de gaz naturel s'est accrue pour atteindre 15 % de l'approvisionnement global en électricité en 2011 et 2012, mais elle a connu une baisse après la remise en service de deux réacteurs à la centrale de Bruce et après le raccordement au réseau de projets d'énergie renouvelable supplémentaires. Les deux dernières centrales construites qui seront exploitées sont celles de Sarnia et Napanee (auparavant situées à Mississauga et à Oakville); la première a ouvert en 2017 et la deuxième devrait être mise en service en 2018. L'Ontario a également lancé plusieurs appels d'offres pour des projets à petite échelle de production combinée de chaleur et d'électricité, lesquels génèrent de l'électricité pour le réseau et de la chaleur pour une utilisation industrielle ou commerciale locale.

Les ententes conclues dans les années 1990 auprès d'anciennes centrales au gaz naturel de producteurs d'électricité autonomes devaient prendre fin en 2015 ou étaient sur le point de prendre fin. Le ministère de l'Énergie a ordonné à la SIERE de ne pas conclure de nouveaux contrats auprès de ces producteurs, étant donné leur coût élevé et le fait que leur approvisionnement n'était pas un besoin immédiat[8]. Certaines de ces centrales ont été mises hors service ou le seront probablement, quoiqu'elles puissent affronter la concurrence dans les années à venir lors des ventes aux enchères fondées sur le marché pour de nouveaux approvisionnements (Q17).

Énergies renouvelables

Cibles et appels d'offres en matière d'énergie renouvelable

L'Ontario a connu une croissance phénoménale de projets d'électricité renouvelable depuis 2005, surtout en ce qui concerne les centrales éoliennes et solaires qui étaient quasiment absentes sur le marché. Cette croissance est attribuable à des milliers de projets individuels de différentes tailles et de différentes sources d'énergie, dans le cadre de projets ciblés d'approvisionnement en énergie

L'Ontario a connu une croissance phénoménale de projets d'électricité renouvelable.

renouvelable. Avant le Plan énergétique à long terme de 2017 (lequel ne comporte aucune cible), le processus allait normalement comme suit (Q2)[9] :

1. Le gouvernement établit des cibles générales dans le plan énergétique à long terme pour les projets d'énergie renouvelable;
2. Le ministère de l'Énergie a émis des directives à la SIERE et lui a donné l'autorisation de procéder à des appels d'offres. Les directives du Ministère présentaient souvent des instructions plus détaillées ou des cibles numériques pour des programmes précis liés à l'approvisionnement;
3. La SIERE a procédé aux appels d'offres selon les directives du Ministère.

Le tableau 4.2 présente les projets d'énergie renouvelable en vigueur à ce jour, et le tableau 4.3 en fait la comparaison avec les cibles. La majorité de la puissance hydroélectrique (7 902 MW), mais très peu de celle des énergies renouvelables autres que l'eau (112 MW, majoritairement de la biomasse), était déjà en service en 2005.

Tableau 4.2. Puissance provenant de l'électricité renouvelable, en service et faisant l'objet d'une entente

	Énergies renouvelables autres que l'eau	Hydroélectricité
Puissance installée actuelle réelle (fin de 2016)[10]	7 266 MW	8 719 MW
Puissance faisant l'objet d'une entente, mais pas encore en service (fin de 2016)[11]	1 752,6 MW	198,1 MW
Offres de contrat supplémentaires (2017)	200 MW (150 MW selon le TRG + 50 MW selon le TRG pour microprojets)	
Puissance potentielle provenant de l'électricité renouvelable si tous les projets passent à l'étape de l'exploitation commerciale	**9 218,6 MW**	**8 917,1 MW**

Remarque : La puissance installée actuelle comprend la puissance raccordée au réseau et la puissance décentralisée. Les énergies renouvelables autres que l'eau comprennent la biomasse, le vent et le soleil.

Source : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 17 novembre 2017.

Q4 D'où vient l'électricité de l'Ontario? De quelle façon le profil d'approvisionnement a-t-il changé?

Tableau 4.3. Cibles en matière d'électricité renouvelable dans les versions du Plan énergétique de l'Ontario

Plan pour le réseau d'électricité	Cibles en matière d'énergie renouvelable autre que l'hydroélectricité et changements de politiques	Cibles en matière d'hydroélectricité
Plan pour le réseau d'électricité intégré de 2007 (n'a jamais été approuvé)	- Augmentation des nouveaux approvisionnements en énergie renouvelable de 2 700 MW d'ici 2010 (par rapport à 2003 comme année de référence). **(Incertitude relativement à l'atteinte de la cible puisque les données de 2003 ne sont pas accessibles : augmentation de 1 861 MW dans la puissance tirée de l'énergie renouvelable entre 2005 et 2010.)** - Multiplier par deux l'approvisionnement total en énergie renouvelable (hydroélectricité et autres sources) pour atteindre 15 700 MW d'ici 2025. (Dépassement de la cible : puissance installée de 15 985 MW en énergie hydroélectrique et autres sources en 2016.)	
Plan énergétique à long terme de 2010[12]	- 10 700 MW en énergie renouvelable autre que l'eau en service d'ici 2018; - Poursuite des programmes de TRG et de TRG pour microprojets annoncés dans le cadre de la Loi de 2009 sur l'énergie verte. **(La cible ne sera pas atteinte : maximum potentiel de 9 218,6 MW.)**	- 9 000 MW en hydroélectricité en service d'ici 2018. **(La cible sera presque atteinte : 8 719 MW en service à la fin de 2016 et 198,1 MW en construction.)**
Plan énergétique à long terme de 2013[13]	- 10 700 MW en énergie renouvelable autre que l'eau en service d'ici 2021 (y compris les programmes d'approvisionnement précis à moyen terme, comme la cible de 150 MW selon le TRG et celle de 50 MW selon le TRG pour microprojets). **(La cible ne sera probablement pas atteinte : maximum potentiel de 9 218,6 MW selon les contrats actuels; une puissance supplémentaire nécessiterait de nouveaux contrats ou une participation élevée à la facturation nette);** - Retour aux appels d'offres concurrentiels pour les projets d'énergies renouvelables d'envergure (>500 kW).	-9 300 MW d'hydroélectricité en service d'ici 2025 **(incertitude liée à l'atteinte de la cible : 8 719 MW en service à la fin de 2016, et 198,1 MW en cours de construction. Une puissance supplémentaire nécessiterait de nouveaux contrats.)**
Plan énergétique à long terme de 2017	Aucune cible explicite	

Remarque : Le ministère de l'Énergie indique que les cibles de 2010 et de 2013 ont été remplacées par celles du Plan énergétique à long terme de 2017 et qu'il a été décidé de suspendre la deuxième ronde des approvisionnements de grands projets d'énergie renouvelable dans sa directive de 2016 qu'il a remis à la SIERE; par conséquent, ces cibles ne devraient pas être perçues comme en vigueur.

Tel qu'il est présenté dans le tableau 4.3, l'Ontario a considérablement augmenté ses cibles en matière d'énergie renouvelable autre que l'hydroélectricité dans le Plan énergétique à long terme de 2010, mais les a réduites dans les plans de 2013 et 2017. Une puissance approximative de 9 000 MW en énergie renouvelable autre que l'hydroélectricité sera en service d'ici 2018, non pas 10 700 MW; l'atteinte de cette cible dans les années à venir dépendra des prochaines politiques sur l'énergie renouvelable.

Dans sa réflexion sur l'approvisionnement en énergie renouvelable, le gouvernement ontarien hésitait entre un processus d'appel d'offres concurrentiel ou un processus d'appel d'offres avec prix fixes; il a également conclu quelques contrats bilatéraux (Q9). Les appels d'offres selon lesquels l'électricité renouvelable a fait l'objet d'ententes d'approvisionnement en Ontario sont présentés dans le tableau 4.4.

Les derniers appels d'offres (de TRG et de TRG pour microprojets) parmi ceux-ci se sont terminés à la fin de 2017. Aucun appel d'offres n'est en vigueur actuellement concernant l'énergie renouvelable (voir la partie Q18).

Alors que le développement de l'énergie renouvelable est souvent associé à la Loi de 2009 sur l'énergie verte, le tableau 4.4 indique que plusieurs appels d'offres en matière d'énergie renouvelable (y compris un programme d'offre standard qui ressemble un peu à celui du tarif de rachat garanti de la LEV) ont eu lieu avant l'arrivée de cette loi.

Tableau 4.4. Principaux appels d'offres en matière d'énergie renouvelable pour l'Ontario

Année de lancement du processus d'appel d'offres	Nom du processus	Description	Source d'énergie ayant fait l'objet d'une entente	Puissance d'exploitation commerciale en 2017 (MW)
Avant la Loi de 2009 sur l'énergie verte				
2004	Contrat d'approvisionnement en énergie renouvelable (AER)	Processus d'approvisionnement concurrentiel (prix) pour des projets d'énergie renouvelable La cible était de 1 350 MW d'ici 2007[14]. Trois rondes d'appel d'offres pour l'AER ont été effectuées conformément à une directive ministérielle.	Énergie éolienne, hydroélectricité, énergie solaire et biomasse. Plus de 90 % de la puissance des projets ayant fait l'objet d'une entente était tirée de l'énergie éolienne, une très petite partie, de la biomasse et de l'hydroélectricité et aucune partie de la puissance ne provenait de l'énergie solaire.	1 549,7
2006	Programme d'offre standard en matière d'énergie renouvelable (POSER)	Programme lancé en novembre 2006 qui visait à faciliter la vente d'énergie renouvelable au sein du réseau en établissant un prix fixe pour les petits projets de production d'énergie renouvelable. Contrat de 20 ans. Limite de puissance : 10 MW[15]. Ouvert à tous, sauf à Ontario Power Generation (OPG). En accord avec la cible générale du gouvernement de 2 700 MW d'ici 2020.	Conclusion de contrats pour diverses sources, l'énergie solaire représentant la majeure partie de la puissance faisant l'objet d'une entente, suivie de près par l'énergie éolienne; l'hydroélectricité et la biomasse ne représentaient que de petits volumes de puissance.	826,5
2007	Entente d'approvisionnement en énergie hydroélectrique (Hydroelectric Energy Supply Agreement ([HESA])	Contrats bilatéraux avec OPG pour de nouveaux projets d'hydroélectricité, y compris l'important projet de la partie inférieure de la rivière Mattagami.	Hydroélectricité	1 038,7
2009	Initiative de négociation de contrats de production d'énergie hydroélectrique (INCPEH)	Contrats pour les centrales hydroélectriques existantes sans contrat d'électricité qui permettaient un agrandissement des installations.	Hydroélectricité	1 100,4
Après la Loi de 2009 sur l'énergie verte				
2009 (après la LEV), suspendu en 2011	Programme de tarif de rachat garanti (TRG)	Un successeur du POSER qui s'adresse aussi aux grands projets. Prix préétablis, habituellement pour un contrat de 20 ans. Pour les projets > 10 kW, sans taille maximale. Des conditions précises s'appliquent, y compris la capacité de se raccorder au réseau électrique[16].	Grands volumes d'énergie solaire et d'énergie éolienne faisant l'objet d'une entente; l'hydroélectricité et la biomasse ne représentaient que de petits volumes de puissance.	3 631,1 (comprend aussi les résultats du programme révisé de TRG lancé en 2013)
2009	Tarif de rachat garanti (TRG) pour microprojets	Semblable au programme de TRG susmentionné, avec des prix préétablis, mais réservé aux petits projets (< 10 kW), soit habituellement les projets de propriétaires ou de fermiers. Processus d'appel d'offres non concurrentiel avec prix préétablis. Sept rondes d'appel d'offres pour un approvisionnement ont été effectuées jusqu'en décembre 2017.	Presque exclusivement pour l'énergie solaire.	229,3

Q4

D'où vient l'électricité de l'Ontario? De quelle façon le profil d'approvisionnement a-t-il changé?

Année de lancement du processus d'appel d'offres	Nom du processus	Description	Source d'énergie ayant fait l'objet d'une entente	Puissance d'exploitation commerciale en 2017 (MW)
2010	Entente d'approvisionnement en énergie issue de la biomasse d'Atikokan (ABESA)	Contrat bilatéral avec OPG visant la conversion de la centrale au charbon d'Atikokan en une centrale à la biomasse. Centrale utilisée en période de pointe et exploitée environ 10 % du temps.	Bioénergie	205,0
2011	Achat d'énergie en vertu de l'Entente d'investissement dans l'énergie (EIE)	Contrats précis négociés et conclus avec Samsung C&T et Korea Electric Power concernant des projets à grande échelle, selon une directive ministérielle du 1er avril 2010 sur le développement en cinq étapes de projets totalisant 2 500 MW d'énergie éolienne et solaire[17]. Modifié en 2013 pour diminuer l'approvisionnement à 1 370 MW. Trois étapes terminées qui génèrent 1 370 MW.	Projets éoliens et solaires d'envergure.	1 268,4
2013	Programme d'offre standard en matière d'énergie hydroélectrique (POSEH)	Programme d'offre standard adapté pour l'hydroélectricité. Nouveaux projets municipaux ciblés ou projets d'agrandissement des installations existantes.	Hydroélectricité	7,7
2013	Programme révisé de tarif de rachat garanti (TRG)	Pour les projets de 10 à 500 kW, ce qui diffère des approvisionnements précédents de TRG. Les programmes offerts sont TRG 1, TRG 2, TRG 3, TRG 3 (élargi), TRG pour des installations en toiture sur des bâtiments non construits, TRG 4 et TRG 5, conformément à des directives ministérielles. Semi-concurrentiel (prix) – les prix étaient préétablis, mais lors de certaines rondes, les soumissionnaires pouvaient proposer un prix plus bas afin d'augmenter leurs chances d'obtenir le contrat.	Contrairement au programme de TRG précédent, presque tous les contrats octroyés en vertu du nouveau programme de TRG concernaient des projets d'énergie solaire.	Compris dans les résultats du TRG susmentionnés.
2014	Entente d'approvisionnement en bioénergie de Thunder Bay (TBESA)	Contrat bilatéral avec OPG visant la conversion de la centrale au charbon de Thunder Bay en une centrale à la biomasse. Centrale utilisée en période de pointe et exploitée environ 2 % du temps. Depuis septembre 2017, des granules importées sont utilisées[18].	Bioénergie	135,0
2014	Programme d'approvisionnement de grands projets d'énergie renouvelable (AGER)	Approvisionnement concurrentiel (prix) pour les projets > 500 kW; géré par la SIERE. Contrats octroyés en avril 2016. Une deuxième étape était planifiée, mais elle a été annulée avant l'octroi de tout contrat.	Énergie éolienne et solaire en majeure partie; hydroélectricité pour une petite partie.	Aucune jusqu'à maintenant (offres de contrat de 454,9 MW[19]).

Sources : Voir les différentes notes de fin de chapitre du tableau.

Résultats de l'appel d'offres

La puissance énergétique renouvelable ajoutée au réseau par année est affichée à la figure 4.5 et la puissance installée cumulative pour chaque source d'énergie renouvelable est indiquée à la figure 4.6.

Il existe habituellement un délai de plusieurs années entre le moment où l'appel d'offres est lancé et celui où les projets sont mis en service (les projets solaires sont assortis du délai le plus court et les projets hydroélectricité, du délai le plus long) et ce délai est en partie attribuable au processus d'autorisation environnementale (Q10). La majeure partie de la puissance générée dans le cadre du programme de TRG a fait l'objet d'une entente dès 2010 et 2011, mais presque toute cette puissance n'a été mise en service qu'entre 2013 et 2016[20].

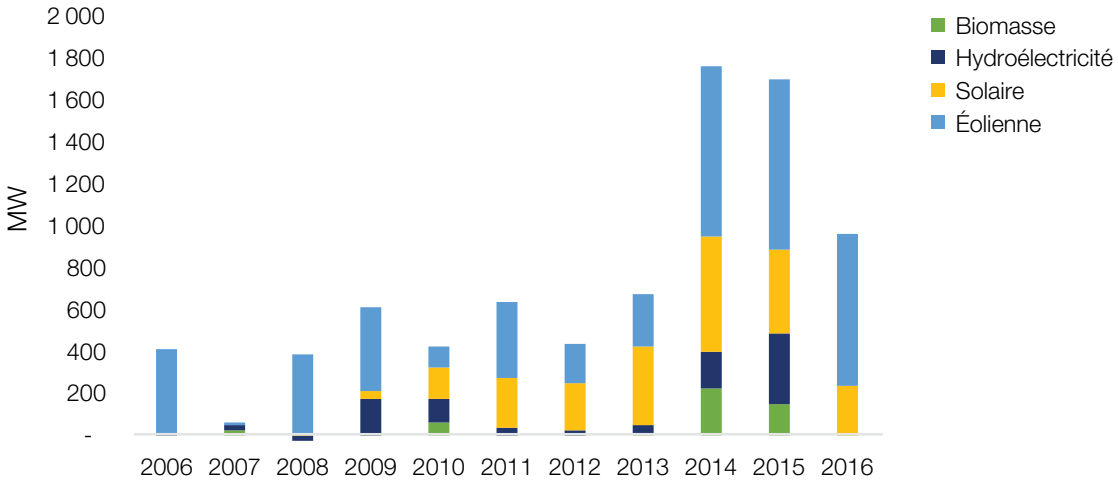


Figure 4.5. Puissance en électricité renouvelable mise en service par année.

Source : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 31 janvier 2018.

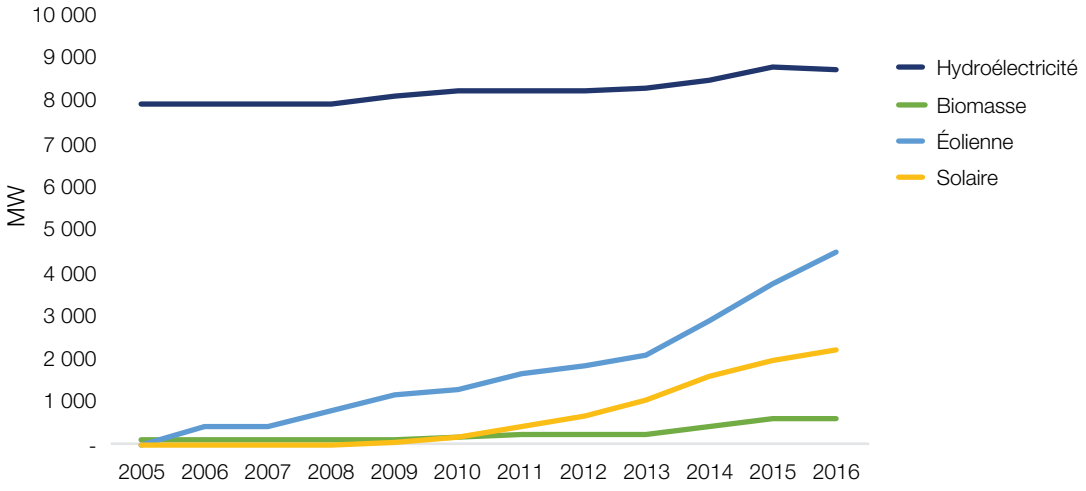


Figure 4.6. Puissance totale en électricité renouvelable en service par source d'énergie.

Source : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 31 janvier 2018.

Q4

D'où vient l'électricité de l'Ontario? De quelle façon le profil d'approvisionnement a-t-il changé?

Hydroélectricité

L'hydroélectricité peut être générée par de petits ou de grands projets. En ce qui a trait aux grands projets, OPG a terminé deux grandes mises à niveau dans des centrales existantes. OPG a modernisé quatre centrales dans le cadre du projet de la partie inférieure de la rivière Mattagami, projet qui a ajouté une puissance de plus de 400 MW et qui a été mis en service en 2014. Le tunnel Niagara était l'autre important projet hydroélectrique qui a permis au complexe Beck d'OPG à Niagara Falls d'utiliser et de stocker plus d'eau qu'avant, ce qui fera potentiellement augmenter la production d'électricité d'environ 1,6 TWh par année (environ 1 % de la demande totale en électricité de l'Ontario)[21]. Le tunnel a ouvert en 2013; cependant, la production d'électricité réelle de la centrale Beck n'a pas augmenté, puisque cette centrale est habituellement la première où l'eau est déversée en période de surplus d'électricité (Q7)[22].

Lors de la première ronde du programme de TRG, de nombreux contrats ont été octroyés pour de nouveaux projets d'hydroélectricité de petite taille, mais seulement 9 projets sur 57 avaient atteint l'étape de l'exploitation commerciale à la fin du premier semestre de 2017 (18 projets ont été abandonnés et 30 demeurent sur la liste des projets en cours)[23]. Cette attente découle en partie du long délai associé au développement hydroélectrique et en partie des préoccupations environnementales (Q10). Les processus d'approvisionnement subséquents misaient sur l'agrandissement des installations existantes et sur les nouvelles installations détenues par les municipalités, ce qui n'a apporté qu'un petit volume de puissance. La puissance hydroélectrique qui a été ajoutée et mise en service depuis 2005 est présentée à la figure 4.7.

Le PELT de 2017 fait mention d'autres occasions de tirer profit des actifs hydroélectriques existants[24]. Le stockage de l'eau (y compris le stockage par pompage) peut aussi jouer un rôle important (Q16).

L'Ontario dispose d'un potentiel technique important pour créer de nouvelles centrales d'hydroélectricité d'envergure, mais la plupart des sites se trouvent bien au nord dans des régions éloignées. Les sites et les lignes de transports qui les desserviraient prendraient tous les deux bien du temps, pourraient engendrer des coûts importants et des conséquences pour l'environnement et pourraient ne pas être acceptables pour les Premières Nations concernées. Les barrages peuvent causer de sérieuses perturbations pour les écosystèmes, et les réservoirs des centrales peuvent relâcher d'importantes quantités de gaz à effet de serre. Le processus d'autorisation lié à l'hydroélectricité est imparfait et ne comporte aucune consultation du public, malgré les perturbations que les barrages entraînent souvent dans les écosystèmes (Q10). Par conséquent, comme les actifs hydroélectriques existants jouent déjà un rôle très important pour le réseau d'électricité de l'Ontario et comme d'autres centrales pourraient être mises à niveau, les nouvelles installations hydroélectriques joueront un rôle plus petit.

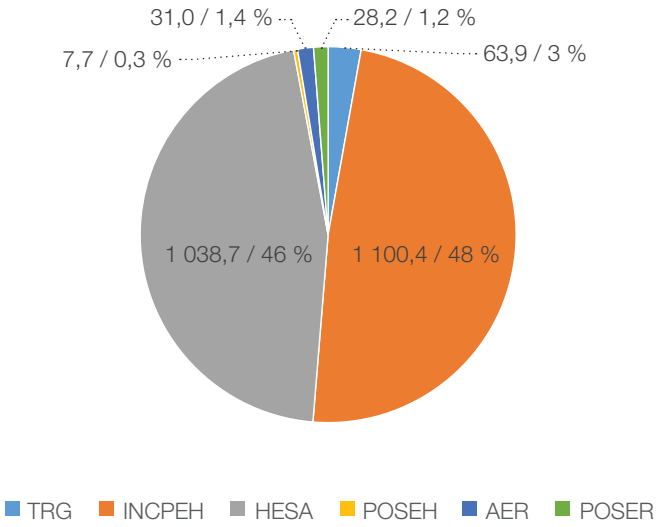


Figure 4.7. Puissance hydroélectrique ajoutée et mise en service par type de contrat (MW)

Remarque : Comprend les projets exploités et ceux en cours de développement. La majorité de l'énergie fournie dans le cadre de l'INCPEH ne constitue pas une nouvelle production, mais bien une production aux termes de nouveaux contrats pour des projets déjà exploités.

TRG	Tarif de rachat garanti
INCPEH	Initiative de négociation de contrats de production d'énergie hydroélectrique
HESA	Entente d'approvisionnement en énergie hydroélectrique
POSEH	Programme d'offre standard en matière d'énergie hydroélectrique
AER	Contrat d'approvisionnement en énergie renouvelable
POSER	Programme d'offre standard en matière d'énergie renouvelable

Source : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 31 janvier 2018.

Énergie éolienne et solaire

L'énergie solaire et l'énergie éolienne ne causent aucune pollution atmosphérique ni aucune émission de gaz à effet de serre, et ces sources d'électricité connaissent la croissance la plus rapide à l'échelle mondiale. Au départ, les coûts étaient élevés, mais ils ont chuté et l'énergie renouvelable deviennent de plus en plus concurrentiels par rapport aux combustibles fossiles et à l'énergie nucléaire.

Les énergies éolienne et solaire sont les principaux éléments dans la croissance de l'électricité renouvelable en Ontario. Outre l'énergie nucléaire et l'hydroélectricité, l'électricité par le vent et le soleil sont les principales options en Ontario qui ont fait croître l'approvisionnement en électricité sans causer de pollution atmosphérique ni porter atteinte au climat. Les projets d'énergie solaire et éolienne peuvent à la fois être raccordés au réseau ou décentralisés; les petits projets peuvent être construits près de l'endroit où ils seront utiles et permettre ainsi de diminuer les pertes dans le transport d'énergie et possiblement d'accroître la résilience. Les projets d'énergie solaire en particulier peuvent aussi être érigés rapidement et avoir peu de conséquences environnementales (Q10).

La première ronde d'AER (avant la LEV) pour les appels d'offres concurrentiels sur des projets d'énergie renouvelable a donné principalement lieu à des projets éoliens d'envergure; les projets d'énergie solaire se sont multipliés après le POSER. Beaucoup de projets se sont concrétisés après l'arrivée de la Loi de 2009 sur l'énergie verte et du programme de TRG. Comme l'indiquent les figures 4.8 et 4.9, les ententes d'approvisionnement conclues avant la Loi de 2009 sur l'énergie verte représentent environ 37 % de la puissance éolienne actuelle et 20 % de la puissance solaire.

L'énergie solaire et l'énergie éolienne ne causent aucune pollution atmosphérique ni aucune émission de gaz à effet de serre, et ces sources d'électricité connaissent la croissance la plus rapide à l'échelle mondiale.

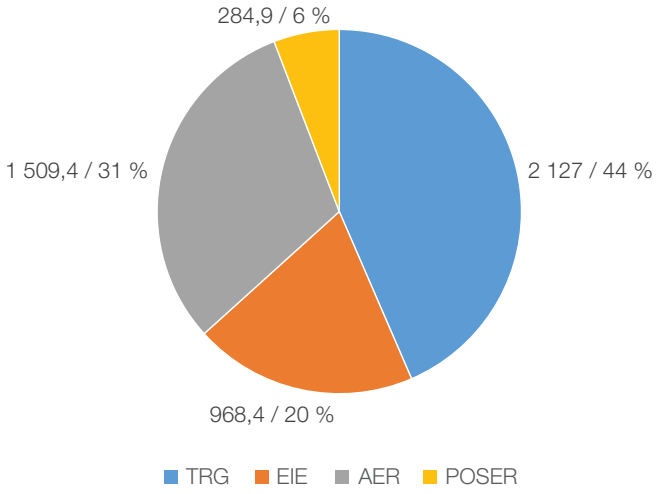


Figure 4.8. Puissance éolienne ajoutée et mise en service par type de contrat (MW)

Remarque : Comprend les projets exploités et ceux en cours de développement.

TRG	Tarif de rachat garanti
EIE	Entente d'investissement dans l'énergie
AER	Contrat d'approvisionnement en énergie renouvelable
POSER	Programme d'offre standard en matière d'énergie renouvelable

Source : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 31 janvier 2018.

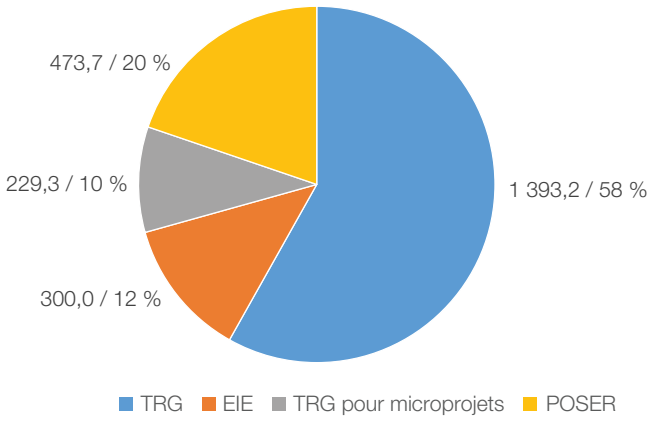


Figure 4.9. Puissance solaire ajoutée et mise en service par type de contrat (MW)

Remarque : Comprend les projets exploités et ceux en cours de développement.

Source : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 31 janvier 2018.

Q4

D'où vient l'électricité de l'Ontario? De quelle façon le profil d'approvisionnement a-t-il changé?

Les projets éoliens sont presque exclusivement des projets d'envergure, alors que les projets solaires sont de différentes tailles dans le cadre de différents programmes d'approvisionnement. Le TRG pour microprojets concernait les projets de moins de 10 kW, comme un projet installé sur le toit d'une entreprise ou d'une propriété; le programme de TRG englobait à l'origine toutes les tailles pour resserrer ses critères et ne tenir compte que des projets de 10 à 500 kW; l'approvisionnement de grands projets d'énergie renouvelable ne visait que les projets de plus de 500 kW.

À la fin de 2016, dans le cadre des programmes de TRG et de TRG pour microprojets, l'Ontario comptait en service 217 MW en projets solaires de moins de 10 kW (microprojets), 419 MW en projets solaires variant entre 10 kW et 500 kW et 917 MW en projets solaires de plus de 500 KW (0,5 MW)[25]. La puissance de 217 MW en microprojets provient de presque 25 000 projets différents.

Contrairement à la majorité des manières de produire de l'énergie, les projets solaires sont pour la plupart raccordés au réseau de distribution et sont aussi connus sous le nom de « production intégrée » (voir l'encadré « Production intégrée »).

Production intégrée

Contrairement aux centrales énergétiques du réseau central comme les centrales nucléaires et les centrales au charbon, les technologies d'énergie renouvelable peuvent souvent être raccordés au réseau de distribution. Par exemple, un système solaire typique sur un toit est habituellement raccordé à la petite ligne électrique installée le long de la route qui borde la maison. Cette production d'électricité est « intégrée » parce qu'elle est raccordée au réseau de distribution du service public local d'électricité, non pas au réseau haute tension de production-transport comme l'indique la SIERE. La production « intégrée » se compose à 87 % d'énergie solaire (1 926 MW d'ici 2016) et à 12 % d'énergie éolienne (534 MW). La figure 4.10 montre la production d'électricité issue de l'énergie solaire et éolienne intégrée au réseau de distribution.

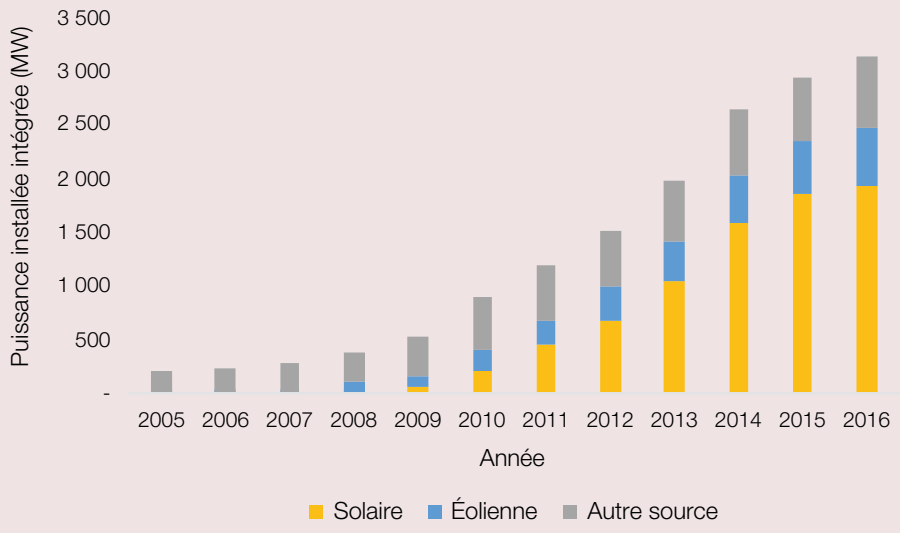


Figure 4.10. Puissance installée intégrée de l'Ontario à la fin de l'année

La catégorie « Autres source » comprend la production combinée de chaleur et d'électricité, l'hydroélectricité et la biomasse. La réponse à la demande est aussi vue par la SIERE comme une source intégrée, mais elle n'est pas présentée dans cette figure.

Source : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 17 novembre 2017.

La valeur des énergies solaires et éoliennes est systématiquement sous-représentée

Le raccordement au réseau de distribution peut apporter son lot de complications, puisque ce réseau a été conçu à l'origine en fonction des consommateurs d'énergie, non pas en fonction des producteurs. L'infrastructure de transport d'énergie peut avoir besoin d'être mise à niveau pour tenir compte de l'énergie renouvelable. L'exploitant du réseau (la SIERE) ne voit pas en temps réel la majeure partie de la production d'électricité des projets décentralisés, ce qui peut causer des difficultés, car la SIERE équilibre l'offre et la demande **Q6**.

Cette situation signifie aussi que la valeur des énergies solaires et éoliennes est systématiquement sous-représentée dans certains rapports publics. Par exemple, 87 % des projets d'énergie solaire et 12 % des projets d'énergie éolienne intégrés ne sont pas inscrits dans l'outil de la SIERE pour révéler en temps réel des données sur l'énergie sur le site Web « Power Data » (www.ieso.ca/en/power-data); ce site est également la source de données de nombreuses applis de tierces parties. Par conséquent, les données de la SIERE ne tiennent pas compte de tout ce qu'apportent les énergies solaire et éolienne pour répondre aux besoins en électricité des Ontariens.

Le rôle oublié de l'énergie renouvelable

L'électricité renouvelable de petite échelle n'est pas comprise dans l'outil de la SIERE pour révéler en temps réel des données sur l'énergie (Power Data) ni dans les applis qui s'appuient sur ces données.

87% des projets SOLAIRES **ne sont pas inclus dans les données en temps réel.**

12% des projets ÉOLIENS **ne sont pas inclus dans les données en temps réel.**

Q4

D'où vient l'électricité de l'Ontario? De quelle façon le profil d'approvisionnement a-t-il changé?

Bioénergie

La bioénergie peut être une source précieuse d'électricité renouvelable, puisque son combustible peut être facilement stocké et que l'électricité peut être produite à la demande. Les occasions découlent de l'accès à un approvisionnement convenable en combustibles et si suffisamment d'énergie peut être produite à partir de cette matière pour éponger les coûts financiers et énergétiques associés à sa production, à son traitement et à son transport. Les principaux ajouts à l'approvisionnement en électricité issue de la bioénergie en Ontario proviennent de la conversion des centrales au charbon d'Atikokan et de Thunder Bay en des centrales à la biomasse. Le biocarburant de la centrale d'Atikokan provient du Nord-Ouest de l'Ontario, tandis que les granules pour la centrale de Thunder Bay sont importées à l'heure actuelle de la Norvège[26]. Ces conversions étaient fondées en partie sur des éléments des politiques régionales et économiques, non pas sur la façon d'obtenir l'électricité la moins dispendieuse.

De plus, un important projet de production combinée de chaleur et d'électricité (40 MW) a été mis en service à une usine de pâtes et papiers de Thunder Bay et utilise des résidus de bois comme source de combustible[27].

Outre la biomasse ligneuse, plusieurs projets de plus petite échelle utilisent le combustible de la digestion anaérobie du méthane à partir de sources organiques, notamment les gaz d'enfouissement, les eaux usées, les résidus agricoles et les résidus alimentaires. La figure 4.11 présente la quantité de bioénergie qui a été ajoutée et mise en service par type de contrat depuis 2005. Ces projets ajoutent de la valeur au fait de produire de l'énergie à partir de ressources qui seraient autrement gaspillées ainsi qu'à celui de réduire les émissions de gaz à effet de serre liées au méthane, mais leur part dans l'approvisionnement en électricité de l'Ontario demeure relativement faible.

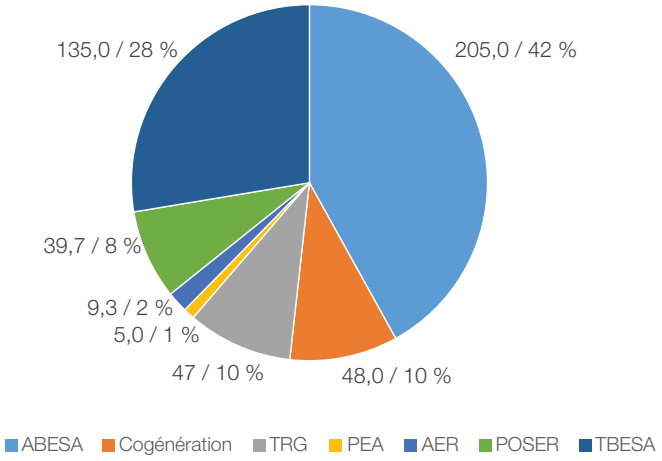


Figure 4.11. Puissance de la bioénergie ajoutée et mise en service par type de contrat (MW)

Remarque : Comprend les projets exploités et ceux en cours de développement.

ABESA	Entente d'approvisionnement en énergie issue de la biomasse d'Atikokan
Cogénération	Production combinée de chaleur et d'électricité
TRG	Tarif de rachat garanti
PEA	Producteur d'électricité autonome
AER	Contrat d'approvisionnement en énergie renouvelable
POSER	Programme d'offre standard en matière d'énergie renouvelable
TBESA	Entente d'approvisionnement en bioénergie de Thunder Bay

Source : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 31 janvier 2018.

Notes de fin de chapitre

1. ONTARIO POWER GENERATION, « Hydroelectric Power », en ligne, [www.opg.com/generating-power/hydro/Pages/hydro.aspx] (consulté le 13 mars 2018).
2. Comprend les programmes d'économie d'énergie, les codes et les normes ainsi que les politiques sur la tarification.
3. Demande de 142,9 TWh en Ontario en 2017
4. Les sept centrales au gaz naturel qui ont été mises en service entre 2008 et 2010 sont les suivantes : Greenfield Energy Centre (1 153 MW), Portlands Energy Centre (394 MW + 246 MW), St. Claire Energy Centre (646 MW), Goreway (942 MW), East Windsor Cogeneration (100 MW), Halton Hills (705 MW) et Thorold (287 MW). Les quatre autres centrales sont les suivantes : Autorité aéroportuaire du Grand Toronto (117 MW, mise en service en 2006), York Energy Centre (438 MW, mise en service en 2012), Greenfield South (334 MW, mise en service en 2017) et Napanee (985 MW, mise en service prévue pour 2018). Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, « New and Retired Generation Since the IESO Market Opened in May 2002 », en ligne, [www.ieso.ca/power-data/supply-overview/transmission-connected-generation] (consulté le 13 mars 2018).
5. BUREAU DE LA RESPONSABILITÉ FINANCIÈRE DE L'ONTARIO, Remise en état des centrales nucléaires, Évaluation des risques financiers du Plan de remise en état des centrales nucléaires, Toronto, automne 2017, p. 60-61.
6. COMMISSION DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO, « Historical natural gas rates », en ligne, [www.oeb.ca/rates-and-your-bill/natural-gas-rates/historical-natural-gas-rates] (consulté le 13 mars 2018).
7. BUREAU DE LA RESPONSABILITÉ FINANCIÈRE DE L'ONTARIO, Remise en état des centrales nucléaires, Évaluation des risques financiers du Plan de remise en état des centrales nucléaires, Toronto, automne 2017, p. 61.
8. Directive du ministère de l'Énergie de l'Ontario remise à la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité au sujet des projets des producteurs d'électricité autonomes, du programme 2.0 d'offre standard de production combinée de chaleur et d'électricité, de la centrale hydroélectrique des chutes de la Chaudière et de la centrale de cogénération à la biomasse de la Première Nation de Whitesand, le 14 décembre 2015.
9. Cette description n'est exacte qu'en partie étant donné que certains changements ont été apportés aux directives et politiques entre les versions du Plan énergétique à long terme, changements qui ne sont pas liés au plan à proprement parler.
10. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 17 novembre 2017.
11. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, A Progress Report on Contracted Electricity Supply–Second Quarter 2017, Toronto, 2017, p. 11.
12. MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO, Plan énergétique à long terme de l'Ontario, Pour l'édification d'un avenir énergétique propre, Toronto, 2010, p. 30.
13. MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO, Vers un bilan équilibré : Le Plan énergétique à long terme de l'Ontario, Toronto, 2013, p. 42.
14. MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO, « Le gouvernement McGuinty suscite un grand intérêt dans ses efforts pour relever le défi de l'approvisionnement électrique de la province », communiqué de presse, le 24 juin 2004.
15. CABINET DE LA PREMIÈRE MINISTRE, « Programme d'offre standard de l'Ontario », communiqué de presse, le 21 mars 2006.
16. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, « Ontario's Feed-In Tariff Program Backgrounder », en ligne, [www.ieso.ca/-/media/files/ieso/document-library/fit/archive/newsroom-archive-2009-feed-in-tariff-program.pdf?la=en] (consulté le 14 mars 2018).
17. Lettre du ministre de l'Énergie et de l'Infrastructure à l'Office de l'électricité de l'Ontario, le 1er avril 2010, en ligne, [ieso.ca/-/media/files/ieso/document-library/ministerial-directives/2010/20100401-re-green-energy-investment-agreement-with-government-of-ontario-and-korean-consortium.pdf].
18. THOMPSON, J., « Why aren't northwestern Ontario's state-of-the-art energy facilities producing any energy? », TVO.org, le 6 septembre 2017, en ligne, [tvo.org/article/current-affairs/the-next-ontario/why-arent-northwestern-ontarios-state-of-the-art-energy-facilities-producing-any-energy].
19. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, « Large Renewable Procurement », en ligne, [www.ieso.ca/sector-participants/energy-procurement-programs-and-contracts/large-renewable-procurement] (consulté le 14 mars 2018).
20. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, A Progress Report on Contracted Electricity Supply–Second Quarter 2017, Toronto, 2017, p. 22 et 26.
21. ONTARIO POWER GENERATION, « Niagara Tunnel Project Technical Facts », en ligne, [Erreur ! Référence de lien hypertexte non valide.], (consulté le 13 mars 2018).
22. ONTARIO POWER GENERATION, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 6 février 2018.
23. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 17 novembre 2017.
24. MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO, Plan énergétique à long terme 2017 « Garantir l'équité et le choix »,Toronto, 2017, p. 48.
25. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, A Progress Report on Contracted Electricity Supply–Second Quarter 2016, Toronto, 2016, p. 21 et 23.
26. MACKLIN, A., « Advanced energy: OPG Thunder Bay », Canadian Biomass, le 1er décembre 2015), en ligne, [www.canadianbiomassmagazine.ca/pellets/advanced-energy-5410].
27. RESOLUTE FOREST PRODUCTS, « Resolute throws power island switch », communiqué de presse, le 14 mai 2013.

LES RÉPERCUSSIONS SUR LE RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ

QUESTION 5

Le réseau d'électricité de l'Ontario a-t-il une meilleure fiabilité et une meilleure capacité à répondre à la demande de pointe?

Oui. L'Ontario possède désormais des ressources suffisantes, mais non excessives, pour répondre à sa demande de pointe, sans baisses de tension ni autres mesures d'urgence.

Il s'agit d'une grande amélioration par rapport au début et au milieu des années 2000 à 2010, lorsque la province avait de la difficulté à répondre à la demande lors des journées chaudes, lesquelles nécessitaient des baisses de tension occasionnelles et des appels publics afin de réduire la consommation d'électricité. Les investissements en nouvelles infrastructures de production et en mesures d'économie d'électricité ont grandement amélioré la fiabilité du réseau et éliminé les baisses de tension.

Alors que le réseau de production-transport fournit un approvisionnement suffisant pour assurer la fiabilité sur l'ensemble du réseau, les abonnés feront toujours face à une risque de pannes de courant causées par des perturbations dans certaines parties des réseaux de transport et de distribution.

Table des matières

LES FAITS EN DÉTAIL 68

Un réseau d'électricité fiable doit pouvoir répondre à la demande de l'Ontario en tout temps 68

Fiabilité de la distribution d'électricité 68

Fiabilité au début des années 2000 70

Que peut faire l'exploitant du réseau lorsqu'il n'y a pas assez d'électricité? 70

L'écart entre la puissance installée et la demande de pointe réelle 71

Capacité des différentes ressources d'électricité à répondre à la demande de pointe 72

Maintenir une marge de réserve. 75

L'Ontario a-t-il construit plus d'infrastructures que nécessaire pour répondre à la demande de pointe? 76

Perspectives sur 18 mois de l'Ontario 78

Conclusion 79

Notes de fin de chapitre 80

Q5

Les faits en détail…

La panne d'août 2003 a révélé l'importance d'un approvisionnement énergétique fiable.

La panne d'août 2003 a révélé l'importance d'un approvisionnement énergétique fiable pour notre économie moderne et notre mode de vie. Lors de cet incident, le réseau de production-transport du Nord-Est de l'Amérique du Nord a subi une panne majeure plongeant plus de 50 millions de personnes dans la noirceur. Le Nord-Est de l'Amérique du Nord, ce qui comprend l'Ontario, a essuyé des pertes évaluées à plus de 6,5 milliards de dollars en raison de la panne; l'Ontario a perdu 18,9 millions d'heures de travail[1]. Cette panne n'a pas été causée par des événements survenus en Ontario ni même par un problème du réseau provincial. Par contre, la fiabilité du réseau d'électricité de l'Ontario, ainsi que sa capacité à fournir suffisamment d'électricité lors des périodes de pointe, constituait une préoccupation durant le début des années 2000. Le présent chapitre aborde la fiabilité actuelle du réseau d'électricité en Ontario et son évolution depuis 2003.

Un réseau d'électricité fiable doit pouvoir répondre à la demande de l'Ontario en tout temps

La fiabilité du réseau d'électricité dépend de tous les maillons dans le réseau d'électricité : produire l'énergie, la transporter et la distribuer aux abonnés. Bien que les incidents locaux liés aux fils de distribution causent la plupart des pannes pour les abonnés (voir l'encadré « Fiabilité de la distribution d'électricité »), les réseaux de distribution peuvent seulement fournir l'énergie que les producteurs leur donnent. Le présent chapitre traite donc de la capacité des producteurs d'électricité de l'Ontario à générer suffisamment d'électricité pour répondre à la demande des abonnés. Dans certains cas, des contraintes de transport peuvent limiter la quantité d'énergie qui peut être déplacée d'un endroit à l'autre[2].

Fiabilité de la distribution d'électricité

La plupart des pannes de courant émanent de problèmes du réseau de distribution local. Environ 70 entreprises locales de distribution d'électricité (ELD) distribuent l'électricité aux abonnés de la plupart des zones urbaines de l'Ontario alors que Hydro One se charge de distribuer l'électricité aux abonnés de la majorité des zones rurales et éloignées, en plus d'assurer le transport longue distance et à haute tension de l'énergie en bloc. Par exemple, 40 % des pannes de Toronto Hydro s'expliquent par l'équipement vieillissant, 18 % par des contacts avec des corps étrangers, 15 % par l'environnement ou les conditions météorologiques et seulement 8 % par des pertes de puissance de l'énergie en bloc. Une proportion de 3 % des pannes est prévue par les ELD aux fins d'entretien[3].

La plupart des pannes de courant émanent du réseau de distribution local.

La Commission de l'énergie de l'Ontario se fonde sur la fiabilité comme importante mesure de rendement pour la carte de pointage des ELD. Les ELD doivent déclarer à la Commission de l'énergie de l'Ontario le nombre moyen de pannes chez les abonnés (moment où un abonné n'a plus d'électricité) et la durée totale des pannes[4]. Les événements météorologiques majeurs, tels que les tempêtes de verglas, peuvent faire augmenter les pannes considérablement et n'ont pas d'incidence sur ces statistiques[5]. La Commission compare le rendement de chaque ELD en fonction de ces indicateurs de fiabilité par rapport au rendement de l'ELD des années précédentes (sur une moyenne mobile de cinq ans). Par exemple, selon la carte de pointage établie par la Commission de l'énergie de l'Ontario pour Toronto Hydro en 2016, le nombre moyen de pannes annuelles vécues par les abonnées s'élève à 1,28 (ce qui est inférieur à la cible de 1,36) et la durée moyenne que les abonnés ont passé sans électricité (en fonction de toutes les pannes combinées) atteint 55 minutes (ce qui est inférieur à la cible de 1,11 heure fixée

par la Commission de l'énergie de l'Ontario)[6]. Si l'on considère l'ensemble des ELD, le rendement quant à la fiabilité est demeuré relativement stable au cours des dernières années[7].

La Commission de l'énergie de l'Ontario doit approuver les tarifs qui financent le plan d'investissement d'une ELD. Les investissements des ELD dans le réseau intelligent réduisent le nombre et la durée des pannes, à l'aide de technologies qui détectent les pannes matérielles et les interruptions à mesure qu'elles surviennent, et qui, dans certains cas, réacheminent automatiquement le courant; voir le rapport de la CEO intitulé Intelligent à tout moment[8]. Les investissements sur le réseau intelligent pourraient également aider les ELD à s'adapter à la production d'énergie renouvelable décentralisée. Il incombe à chaque ELD de moderniser son réseau de distribution et de convaincre la Commission d'approuver son plan d'investissement en capital.

Dans son plan de mise en œuvre du Plan énergétique à long terme (PELT) publié le 21 février 2018, la Commission de l'énergie de l'Ontario s'est fixé comme objectif d'améliorer la responsabilisation ainsi que la disponibilité de l'information pour les clients concernant la prestation des services des ELD, y compris la fiabilité et la qualité de l'énergie[9].

Ces quelques heures de demande de pointe sont à l'origine d'une grande partie des coûts liés au réseau d'électricité de l'Ontario.

La province doit notamment pouvoir fournir suffisamment d'électricité pour répondre à la demande de pointe, laquelle survient habituellement quelques heures seulement chaque année. La demande de pointe peut atteindre plus du double de la demande minimale, soit quelque 13 000 MW de plus (voir la figure 5.1), et la province doit avoir un approvisionnement en électricité suffisant pour répondre aux plus élevées de ces demandes de pointe. Ces quelques heures de demande de pointe sont démesurément coûteuses à fournir et sont à l'origine d'une grande partie des coûts liés au réseau d'électricité de l'Ontario (voir la partie Q9).

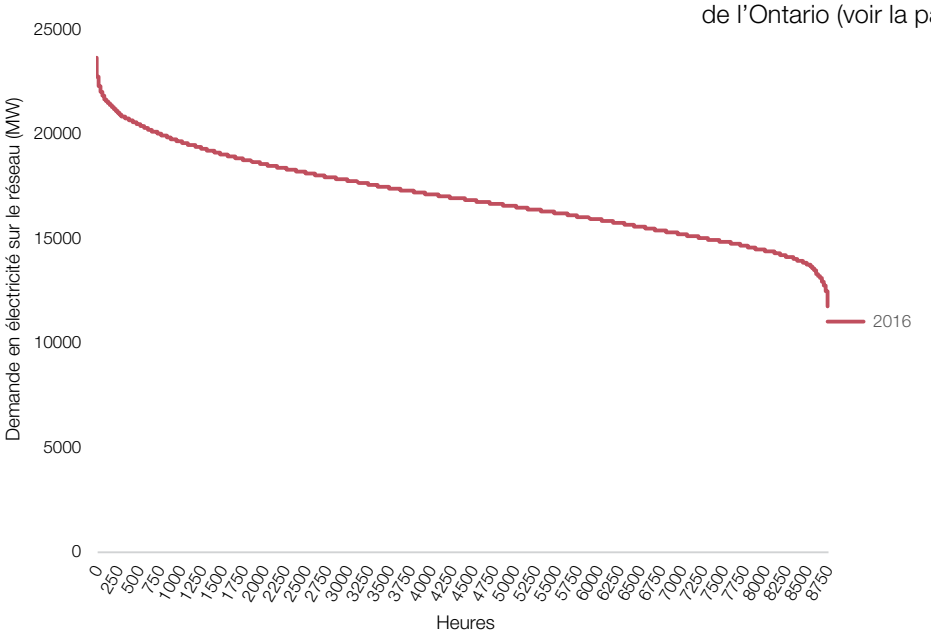


Figure 5.1. Gamme de consommation horaire d'électricité ou courbe de durée de la charge en Ontario pour 2016

Source : SIERE, Data Directory: 2016 Generator Output and Capability reports, en ligne, [www.ieso.ca/-/media/files/ieso/power-data/data-directory/goc-2016.xlsx?la=en&hash=3C6E47A28856ADB539CD293C6816DA0873808EA1] (consulté le 6 mars 2018).

Le réseau d'électricité de l'Ontario a-t-il une meilleure fiabilité et une meilleure capacité à répondre à la demande de pointe?

Fiabilité au début des années 2000

Même avant que la fermeture des centrales au charbon débute, l'approvisionnement d'électricité en Ontario ne suivait pas le rythme de la croissance de la demande. Entre 1996 et 2003, la capacité de production de la province a chuté de 6 % alors que la demande a grimpé de 8,5 %. Les investissements pour construire de nouvelles infrastructures d'approvisionnement étaient modestes et les investissements pour maintenir et moderniser les lignes de transport et de distribution constituaient moins de la moitié des niveaux actuels. Au début des années 2000, la menace d'un approvisionnement en électricité insuffisant planait au-dessus de l'Ontario chaque fois qu'une vague de chaleur se prolongeait. La fermeture des centrales au charbon a fait chuter la capacité énergétique de la province d'un autre 7 600 MW entre cette période et 2014[10].

Que peut faire l'exploitant du réseau lorsqu'il n'y a pas assez d'électricité?

Lorsque la capacité de l'Ontario à fournir suffisamment d'électricité devient incertaine, la SIERE doit prendre les mesures nécessaires pour empêcher le problème de nuire à la stabilité du réseau et de causer une panne de courant générale (une interruption). Ces mesures peuvent comprendre : le refus (l'annulation) des arrêts prévus par les centrales, le recours aux programmes de réponse à la demande pour réduire la consommation d'électricité des abonnés participants et l'importation accrue ou l'exportation réduite d'électricité[11].

Si ces mesures ne suffisent pas, la SIERE peut lancer des appels au public pour lui demander de limiter sa consommation d'électricité et elle peut réduire la tension de l'énergie transmise d'environ 3 % à 5 % (c.-à-d. provoquer des baisses de tension). Les baisses de tension se voient par un léger affaiblissement de l'éclairage et elles peuvent avoir une incidence sur le rendement des moteurs, des appareils électroniques et des autres équipements sensibles aux variations de tension. À l'occasion, la SIERE effectue des tests de réduction de la tension afin de repérer tout problème et d'être prête au cas où il y aurait un réel besoin de procéder à une baisse de tension afin de préserver la fiabilité.

Les baisses de tension en alternance et les appels lancés au public pour économiser l'énergie n'étaient pas inhabituels.

Au début et au milieu des années 2000 à 2010, les baisses de tension en alternance et les appels lancés au public pour économiser l'énergie n'étaient pas inhabituels lors des jours les plus chauds de l'année[12]. Cette situation était l'un des principaux vecteurs pour les investissements de la province dans de nouvelles infrastructures de production ainsi que dans des programmes d'économie de l'électricité, comme l'aborde la partie Q4.

Depuis, la réduction de la demande de pointe jumelée à l'augmentation de la capacité d'approvisionnement a permis à l'Ontario de jouir d'un réseau de production-transport d'électricité plus fiable. La SIERE n'a lancé qu'un appel public pour solliciter la mise en œuvre de mesures d'économie d'urgence depuis 2007. Il s'agissait d'un appel lancé en 2013 limité à la région de Toronto et causé par de graves inondations qui avaient mis hors service plusieurs postes de transformation majeurs[13]. Ce goulot d'étranglement empêchait l'électricité du réseau de transport de se rendre aux abonnés de Toronto et a obligé Toronto Hydro à imposer des interruptions en alternance.

La CEO examine, plus loin dans le présent chapitre, d'autres paramètres qui présentent une vue d'ensemble de la capacité de l'Ontario à répondre de façon fiable à la demande en électricité.

Inondations à Toronto après la tempête estivale du 8 juillet 2013.

Source: Toronto Hydro.

L'écart entre la puissance installée et la demande de pointe réelle

Même si l'amélioration de la capacité de l'Ontario à répondre à la demande de pointe de façon fiable est indéniablement un point positif, le gouvernement a fait l'objet de préoccupations selon lesquelles il aurait investi démesurément dans l'approvisionnement et l'économie d'énergie, bien plus que nécessaire pour répondre à la demande de pointe.

Depuis la récession mondiale de 2008-2009, l'Ontario a connu une demande de pointe annuelle stable et en légère diminution, dont les causes sont expliquées dans la partie Q3 du présent rapport. Entre-temps, la puissance installée s'est développée. Comme le montre la figure 5.2, cette augmentation a créé une disparité croissante entre la puissance installée et la demande de pointe.

Q5

Le réseau d'électricité de l'Ontario a-t-il une meilleure fiabilité et une meilleure capacité à répondre à la demande de pointe?

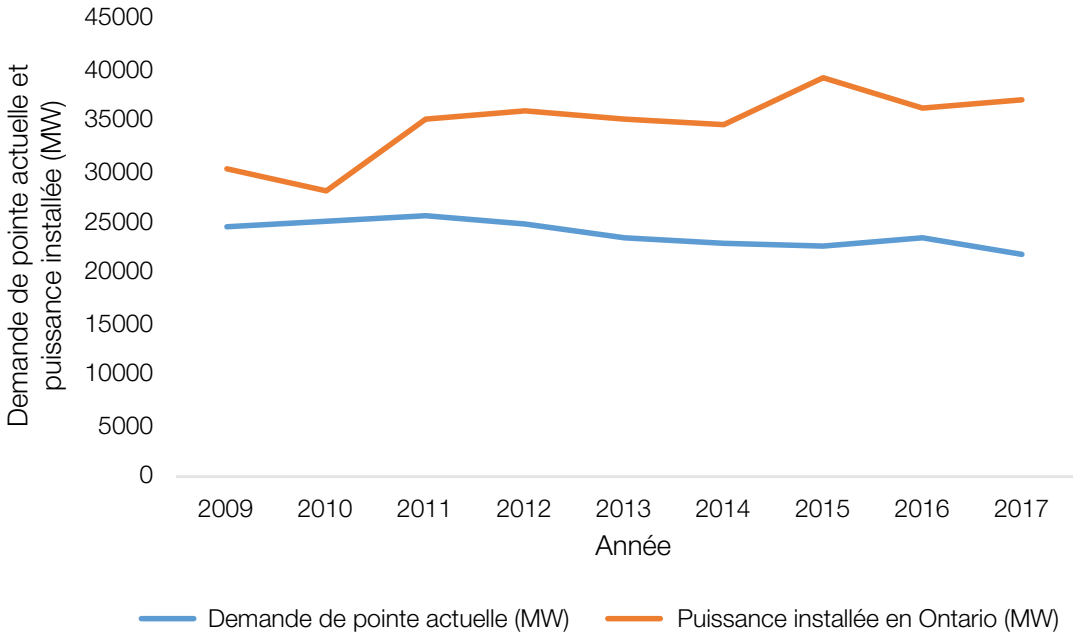


Figure 5.2. Demande de pointe réelle comparée à la puissance installée en Ontario, 2009-2017

Source : SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, « Media: Year End Data », en ligne, [www.ieso.ca/corporate-ieso/media/year-end-data] (consulté le 6 mars 2018); SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, *18-Month Outlook, An Assessment of the Reliability and Operability of the Ontario Electricity System, from January 2018 to June 2019,* Toronto, décembre 2017, p. 21.

Cet écart a parfois été critiqué à tort comme étant inutile. Toutefois, la majeure partie de cet écart entre la demande de pointe et la demande installée est nécessaire, parce que :

- Les ressources en électricité ne sont pas toutes entièrement mobilisables en période de demande de pointe;
- L'Ontario doit maintenir une grande marge de réserve, au-delà de la pointe actuelle, en cas d'événements imprévus.

La majeure partie de cet écart est nécessaire.

Capacité des différentes ressources d'électricité à répondre à la demande de pointe

La « puissance installée » totale du réseau est considérablement supérieure à sa capacité de production d'électricité réelle en période de pointe. La puissance installée mesure la production d'électricité maximale qu'un producteur peut fournir. On ne peut pas s'attendre à ce que les ressources d'électricité fonctionnent à puissance maximale en tout temps étant donné que les centrales nucléaires nécessitent des fermetures de maintenance, que les centrales au gaz naturel perdent de l'efficacité par temps chaud et que les réserves des centrales hydroélectriques se font moins abondantes durant l'été.

La « contribution en puissance » indique la quantité d'électricité (en pourcentage de la puissance installée) qu'une ressource devrait produire, particulièrement au temps de la journée et de l'année où le réseau répond à la demande de pointe[14]. Par le passé, à quelques exceptions près, les heures de demande de pointe en électricité se situaient entre 16 h et 18 h, en semaine, lors des jours chauds d'été ou froids d'hiver, principalement en raison de la température. Il est important de souligner que les habitudes de consommation en été diffèrent considérablement de celles en hiver (voir la figure 3.2 de la partie Q3). Récemment, l'Ontario a abandonné ses traditionnelles habitudes de consommation hivernales avec demande de pointe pour se tourner vers une consommation estivale avec demande de pointe. Les demandes de pointe hivernales sont courtes et se situent normalement vers l'heure du souper, alors que celles de l'été durent tout l'après-midi et s'étirent en soirée en raison de l'utilisation de l'air conditionné. Nombreuses sont les centrales hydroélectriques de l'Ontario qui ont été conçues pour répondre aux traditionnelles demandes de pointe hivernales, mais qui ne satisfont pas la demande estivale. Pour combler cet écart, d'autres ressources sont nécessaires, telles que l'énergie solaire et les centrales de pointe au gaz[15].

La contribution en puissance de différentes ressources est présentée à la figure 5.3. L'énergie nucléaire, le gaz naturel et la bioénergie peuvent produire près de la totalité de la puissance installée lors des demandes de pointe estivales, bien que la production d'électricité au gaz naturel soit légèrement diminuée par les températures chaudes. Par rapport à la puissance installée, l'apport de l'hydroélectricité est un peu moins élevé (probablement en raison de la disponibilité de l'eau) et celui du programme de réponse à la demande varie en fonction de la fiabilité des participants à diminuer leur consommation d'électricité.

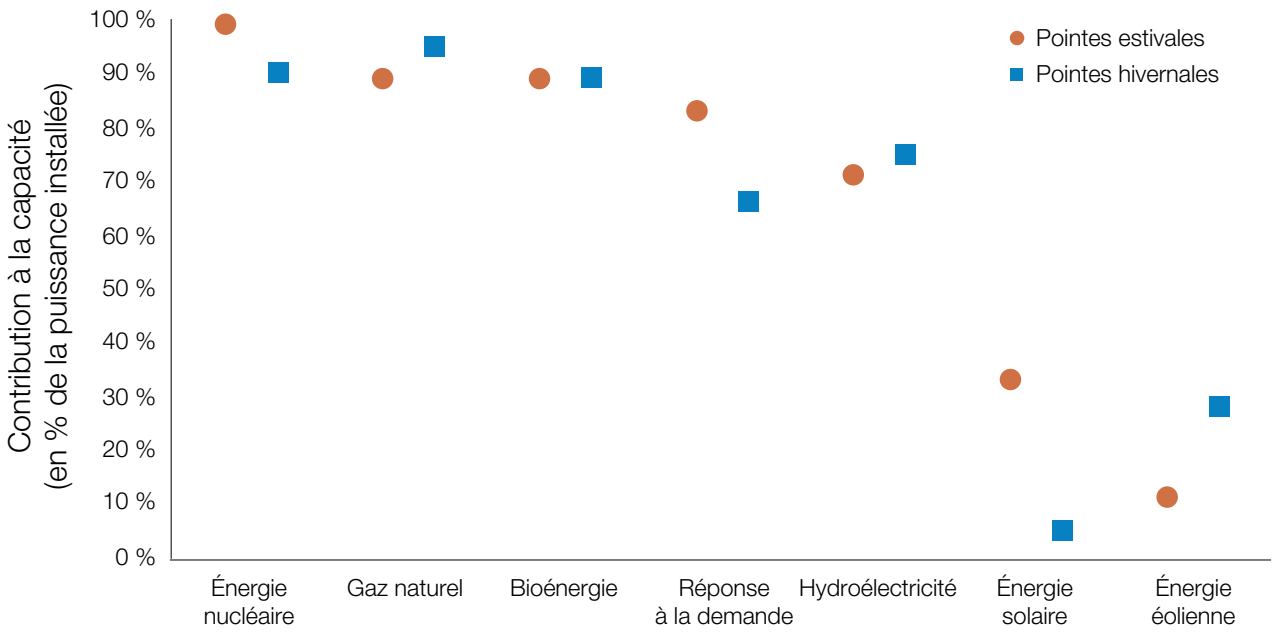


Figure 5.3. Contribution en puissance de la réponse à la demande de pointe (comparaison été et hiver), en Ontario

Remarque : La contribution de l'énergie solaire sur le réseau pour répondre à la demande de pointe estivale est inférieure à 40 % de sa puissance, étant donné que l'énergie solaire diminue en fin d'après-midi (voir figure 5.4), au moment même où la pointe survient. La portion de 87 % de l'énergie solaire qui est décentralisée (non connectée directement au réseau de production-transport) répond davantage à la demande des abonnés tôt dans la journée, ce qui explique partiellement pourquoi le réseau (sans tenir compte de l'énergie solaire décentralisée) connaît sa demande de pointe l'été plus tard en après-midi.

Source : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, Module 4: Supply Outlook, présentation, août 2016, diapo 39.

Q5

Le réseau d'électricité de l'Ontario a-t-il une meilleure fiabilité et une meilleure capacité à répondre à la demande de pointe?

Les contributions en puissance des énergies éolienne et solaire paraissent très basses, ce qui s'explique en partie par le fait que la puissance installée n'est pas une mesure représentative de la quantité moyenne d'électricité que les projets solaires et éoliens produisent. Les infrastructures de production d'énergie éolienne et solaire sont dimensionnées de façon à utiliser le maximum d'énergie éolienne ou solaire disponible, mais la plupart des heures, la production d'électricité est inférieure à ce maximum. Étalée sur les 8 760 heures de l'année, la production d'électricité des projets éoliens en Ontario représente environ 25 à 30 % de la puissance installée, et celle des projets solaires, environ 15 % (puisqu'aucune énergie solaire n'est produite après le coucher du soleil).

On peut mieux évaluer la façon dont les énergies éolienne et solaire contribuent à la réponse à la demande de pointe en comparant leur production en période de pointe à leur moyenne de production. L'énergie éolienne génère un peu plus d'énergie que sa moyenne de production en période de pointe hivernale, mais bien moins qu'en période de pointe estivale. De l'autre côté, l'énergie solaire produit bien plus d'énergie que sa moyenne estivale, et quasiment aucune énergie lors de la période de pointe hivernale. La contribution de l'énergie solaire dépend énormément du moment de la journée. La variation de la puissance solaire au cours d'une journée d'été est présentée à la figure 5.4. La portion de 87 % de l'énergie solaire provinciale décentralisée (connectée directement à l'abonné) réduit la demande de pointe estivale à laquelle le réseau doit répondre, c.-à-d. celle que la SIERE signale, et repousse cette dernière à plus tard en après-midi . Il importe aussi de préciser que cette puissance décentralisée n'est pas prise en considération dans le rapport sur le profil d'approvisionnement en ligne de la SIERE intitulé Power Data[17], ce qui signifie que 87 % de l'énergie solaire et environ 12 % de l'énergie éolienne de l'Ontario ne sont pas du tout prises en considération dans ces rapports.

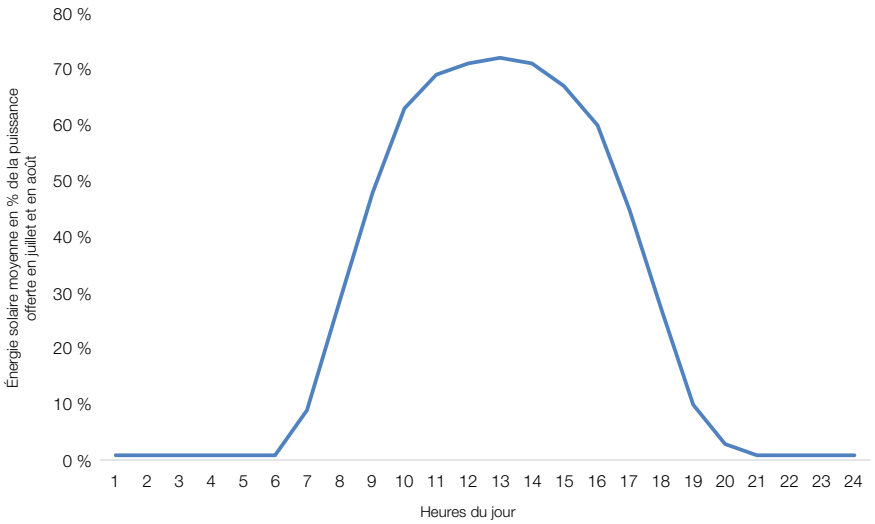


Figure 5.4. Puissance solaire sur une période de 24 heures, juillet 2017

Source : SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, Data Directory: 2017 Generator Output and Capability reports, en ligne, [www.ieso.ca/-/media/files/ieso/power-data/data-directory/goc-2017.xlsx?la=en&hash=8F41CBAD29928ED3FB69AB2D4BEADEF6E60A5E4A] (consulté le 6 mars 2018).

À mesure que l'Ontario a augmenté son offre d'énergies éolienne et solaire, la « puissance installée » est devenue une méthode de moins en moins précise pour mesurer la capacité de la province à répondre à la demande de pointe, comme le montre le tableau 5.1.

La « puissance installée » est devenue une méthode de moins en moins précise pour mesurer la capacité de la province à répondre à la demande de pointe.

Tableau 5.1. Contribution estimée des ressources nouvellement installées à la réponse à la demande de pointe, par source de production

Ressource	Variation de la puissance installée, de 2005 à 2015 (MW)	Contribution estimée en réponse à la demande de pointe estivale (MW)	Contribution estimée en réponse à la demande de pointe hivernale (MW)
Énergie nucléaire	1 617	1 600,83	1 455,3
Gaz naturel	4 876	4 339,64	4 632,2
Bioénergie	575*	511,75	511,75
Réponse à la demande	690	572,7	455,4
Hydroélectricité	858	609,18	643,5
Énergie solaire	2 119*	699,27	105,95
Énergie éolienne	4 334*	476,74	1 213,52

Remarque : Les programmes d'économie d'énergie (sauf la réponse à la demande) ne font pas partie du tableau puisqu'ils ne sont pas considérés comme des ressources d'approvisionnement par la SIERE. Cependant, les mesures d'économie d'énergie, ainsi que l'économie d'énergie en général, contribuent également à la réduction de la demande de pointe. Grâce au cadre de gestion de la demande et de l'économie 2011-2014, les mesures de gestion de la demande et de l'économie ont réduit la demande de pointe de 928 MW[18]. Lors de chacune des deux années où des données étaient déclarées en vertu du cadre Priorité à la conservation de l'énergie de 2015-2020, la province a connu des réductions supplémentaires de la demande de pointe de 187 MW en 2015 et 167 MW en 2016[19].

*Calculé selon les contributions à la puissance au moment de la demande de pointe. Les chiffres sur la production d'énergie renouvelable comprennent 134 MW d'énergie renouvelable dont la province disposait en 2005 et aussi en 2015.

Source : SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, Module 4: Supply Outlook, présentation, août 2016, diapo 40; SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, Module 1: State of the Electricity System: 10-Year Review, présentation, août 2016, diapo 16.

Maintenir une marge de réserve

Une deuxième raison importante qui explique l'écart apparent entre la capacité théorique et la demande de pointe est l'obligation accrue de l'Ontario, depuis 2007, à se préparer à l'imprévu.

Le réseau d'électricité de l'Ontario est interconnecté avec un plus vaste ensemble de réseaux de transport situés partout en Amérique du Nord. Puisque l'instabilité d'un seul réseau peut avoir un effet domino sur l'ensemble des interconnexions (comme l'a prouvé la panne de 2003), la capacité de l'Ontario à répondre à la demande en tout temps a également une incidence sur les régions interconnectées. La SIERE doit donc respecter des normes interterritoriales qu'elle partage avec d'autres réseaux d'électricité interconnectés. Les organismes de réglementation nord-américains, notamment la North American Electric Reliability Corporation (NERC)

Maintenant Ontario a une obligation accrue à se préparer à l'imprévu.

et le Northeast Power Coordinating Council (NPCC), définissent les exigences de fiabilité pour la planification et l'exploitation du réseau de production-transport nord-américain dont l'Ontario fait partie[20]. Ces exigences sont en vigueur pour l'Ontario depuis l'ouverture du marché en 2002 et font partie des règles du marché de la province. Les exigences et les normes ont été resserrées après la panne d'août 2003 subie par tous les membres de la NERC et du NPCC[21].

L'un des éléments fondamentaux de ces normes de fiabilité est les exigences en matière de marge de réserve. La SIERE est chargée par le NPCC de maintenir un

certain degré de production suffisante en tout temps, non seulement pour répondre aux exigences en matière de demande de pointe au sein de la province, mais également pour maintenir et améliorer la fiabilité et la conformité du réseau de production-transport interconnecté du Nord-Est de l'Amérique du Nord[22]. Les critères de conception du NPCC en matière de suffisance des ressources obligent l'Ontario à avoir une puissance suffisante pour répondre à la totalité de sa propre demande en tout temps, sauf pour au plus 0,1 jour par année; les importations ne peuvent pas être prises en considération dans le calcul de cette exigence, à moins qu'elles ne soient fermes, autrement dit que l'Ontario ait un droit prioritaire sur l'électricité, avant le territoire qui l'a produite.

Cette exigence est évaluée à l'aide d'un modèle probabiliste pour simuler diverses incertitudes, p. ex., qu'adviendrait-il si l'été était plus chaud qu'à l'habitude?; si une grande centrale tombait hors service de manière inattendue?; si la production d'énergie renouvelable était inférieure aux prévisions lors d'une période de pointe?[23].

En résumé, l'Ontario doit maintenant avoir une capacité de production importante supérieure à sa demande de pointe annuelle prévue, pour être en mesure de réagir aux situations imprévues.

Le tableau 5.2 représente les dernières prévisions des besoins en matière de marge de réserve de la SIERE. Il montre que la province doit surdimensionner son réseau d'électricité d'environ 18% dans le but précis de répondre à cette exigence en matière de fiabilité. Il s'agit de la marge de réserve requise, c.-à-d. les ressources que l'Ontario doit détenir en sus de sa demande de pointe la plus élevée pour faire partie du réseau interconnecté nord-américain[24].

Tableau 5.2. Exigences de marge de réserve de l'Ontario par année

Année	2018	2019	2020	2021	2022
Marge de réserve (%)	18,2	17,7	17,4	17,4	17,9

Source : SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, Ontario Reserve Margin Requirements 2018-2022, Toronto, décembre 2017, p. 5.

L'Ontario a-t-il construit plus d'infrastructures que nécessaire pour répondre à la demande de pointe?

Compte tenu de ces deux facteurs, l'Ontario a-t-il surdimensionné son réseau?

La figure 5.5 utilise les données des rapports sur les perspectives sur 18 mois de la SIERE (voir l'encart Perspectives sur 18 mois pour l'Ontario) pour comparer la demande de pointe prévue et la demande de pointe réelle à la capacité dont l'Ontario devait disposer (ressources requises), en plus de la capacité dont la province disposait réellement (ressources disponibles).

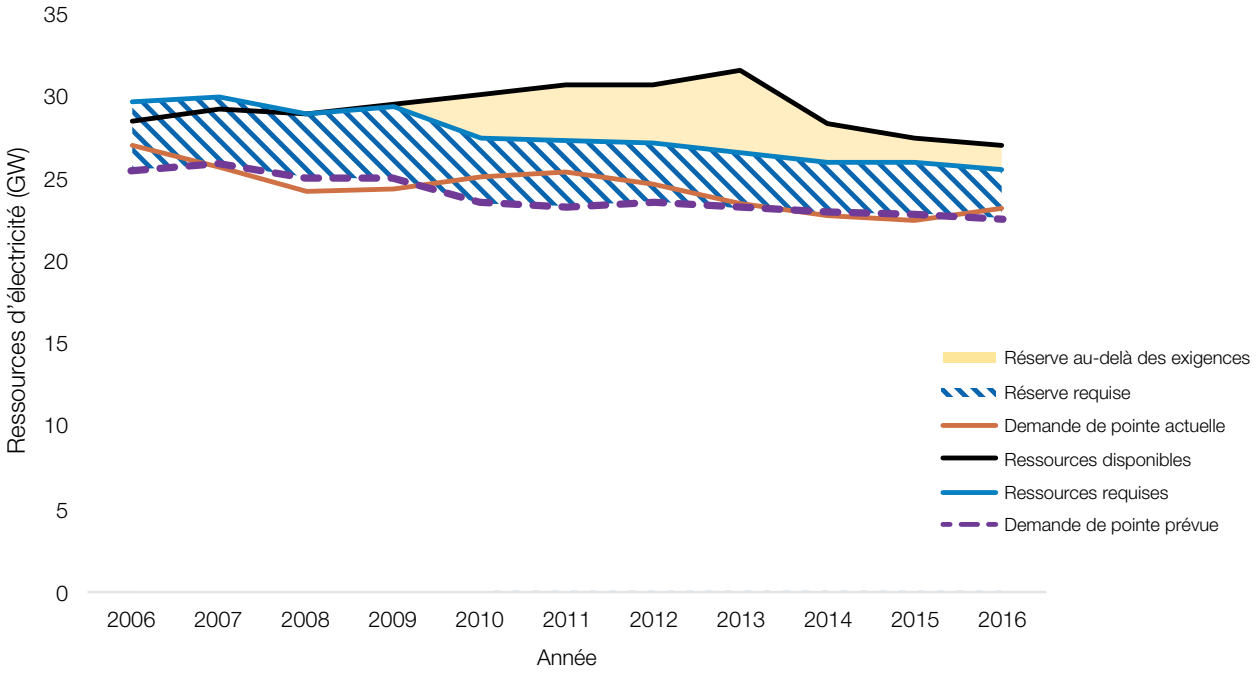


Figure 5.5. Comparaison de la demande de pointe prévue et de la demande de pointe réelle de l'Ontario selon les ressources disponibles, 2006-2016

Remarque : De 2005 à 2016, la demande de pointe prévue pour chaque année représente la semaine où la demande est la plus élevée pour chaque année prévue dans le document sur les perspectives sur 18 mois, en supposant des conditions météorologiques « normales ». Les données pour les « ressources disponibles » et les « ressources requises » sont fondées sur le scénario « prévu » dans le document sur les perspectives sur 18 mois qui considère que toutes les ressources que l'on planifie mettre en service à l'intérieur d'un intervalle donné seront disponibles .

Source : SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, Planning and Forecasting: 18-Month Outlook, en ligne, [www.ieso.ca/sector-participants/planning-and-forecasting/18-month-outlook] (consulté le 6 mars 2018); SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, Data Director: Hourly Ontario and Market Demands, 2002-2017, en ligne, [www.ieso.ca/-/media/files/ieso/power-data/data-directory/hourlydemands_2002-2017.csv?la=en&hash=E7C85714534E2B897C210BC30EBC9647A2824620] (consulté le 6 mars 2018).

La demande de pointe annuelle maximale prévue est affichée. Comme il a été expliqué ci-dessus, la SIERE doit maintenir une marge de réserve supérieure à la demande de pointe annuelle attendue, laquelle est ombragée dans la figure 5.5 et porte le nom de réserve requise (zone bordée par les aires « demande de pointe prévue » et « ressources requises »). La demande de pointe réelle de chaque année est également montrée. Il est à noter que la demande de pointe en 2011 a été beaucoup plus élevée que prévu, comme quoi les marges de réserve représentent un besoin réel.

La « réserve au-delà de la capacité exigée » (RAR, en anglais) illustre la différence entre les ressources disponibles et les ressources requises. Seule cette portion de l'approvisionnement en électricité de l'Ontario peut être considérée comme en surplus de ce dont l'Ontario doit disposer. On peut voir que, entre 2006 et 2008, la province a connu des périodes de valeur RAR négative, ce qui signifie que la capacité des ressources n'était pas suffisante pour faire face aux problèmes imprévus. La figure 5.5 montre que pendant un certain

Entre 2006 et 2008 la capacité des ressources n'était pas suffisante.

Le réseau d'électricité de l'Ontario a-t-il une meilleure fiabilité et une meilleure capacité à répondre à la demande de pointe?

Depuis 2015, l'Ontario n'a eu aucun surplus important de capacité en périodes de demande de pointe.

temps, soit de 2010 à 2013, l'Ontario avait d'importants surplus d'énergie non nécessaire, mais cette quantité excédentaire a chuté abruptement lorsque les centrales au charbon de Lambton et Nanticoke ont fermé, ce qui retira 3 000 MW du service[26]. L'Ontario a dû construire de nouvelles centrales au gaz et remettre à neuf les réacteurs de la centrale de Bruce avant de fermer les centrales au charbon, et ensuite attendre que la nouvelle technologie fonctionne de manière fiable afin de répondre aux demandes d'électricité. Durant cette transition entre la production au charbon et la production au moyen d'une énergie plus propre, la province était dotée de ses plus grandes marges de réserve, comme l'illustre la figure 5.5.

Depuis 2015, l'Ontario n'a eu aucun surplus important de capacité en périodes de demande de pointe. En fait, certains jours ont été plutôt difficiles. En effet, une fois par année lors des trois dernières années, la SIERE a dû signaler une alerte d'urgence énergétique auprès de la NERC, lui indiquant que toutes les ressources d'électricité de l'Ontario étaient pleinement mobilisées[27].

La situation continuera d'être plutôt serrée lors de la période de remise à neuf des centrales nucléaires, même si la centrale au gaz de Napanee entrera en service en 2018, ajoutant près de 1 000 MW de capacité[28].

Les rapports sur les perspectives sur 18 mois de la SIERE démontrent également que le réseau d'électricité ne dispose pas d'une capacité excédentaire importante (voir l'encart Perspectives sur 18 mois de l'Ontario).

Perspectives sur 18 mois de l'Ontario

Les rapports de la SIERE sur les perspectives sur 18 mois rendent compte chaque trimestre de la fiabilité du réseau électrique de la province, afin de répondre à des exigences provinciales et interterritoriales[29]. Chaque rapport examine la demande en électricité anticipée pour chaque semaine au cours des 18 prochains mois[30]. Du point de vue de l'approvisionnement, le rapport analyse si la province dispose de suffisamment de capacité de production pour répondre à la demande prévue chaque semaine, en tenant compte des changements à court terme comme les centrales qui doivent être mises en marche ou hors service et les arrêts d'entretien prévus[31]. Le document sur les perspectives traite aussi du système de transport, à savoir s'il fournit une capacité suffisante, en tenant compte des arrêts planifiés et des ajouts au réseau[32]. Enfin, il aborde tout problème d'exploitabilité imminent, dont la gestion de la production de base excédentaire de la province, comme il en est question dans la partie Q7.

La figure 5.6 montre que la fiabilité du réseau de production d'électricité de l'Ontario est beaucoup plus élevée aujourd'hui qu'en 2005. Toutefois, depuis la fermeture des centrales au charbon, il y a eu plusieurs semaines chaque année où il était indiqué dans le document sur les perspectives sur 18 mois que les ressources pourraient tomber sous les exigences requises, par exemple en cas de chaleur ou de froid extrêmes. En cas de valeur RAR négative, la province n'aurait pas suffisamment de ressources disponibles pour répondre aux exigences de fiabilité qui lui sont imposées. Puisqu'il s'agit d'une prévision théorique, cette dernière devrait être interprétée comme un indicateur directionnel du resserrement des conditions d'approvisionnement, non comme un indicateur précis des conditions en temps réel. À l'approche du temps réel, la SIERE prendra les mesures pour éviter un déficit, par exemple le report à plus tard des arrêts planifiés des centrales, ce qui donnera par le fait même aux installations de transport et de production l'occasion d'effectuer toute interruption restrictive lors des périodes de surplus.

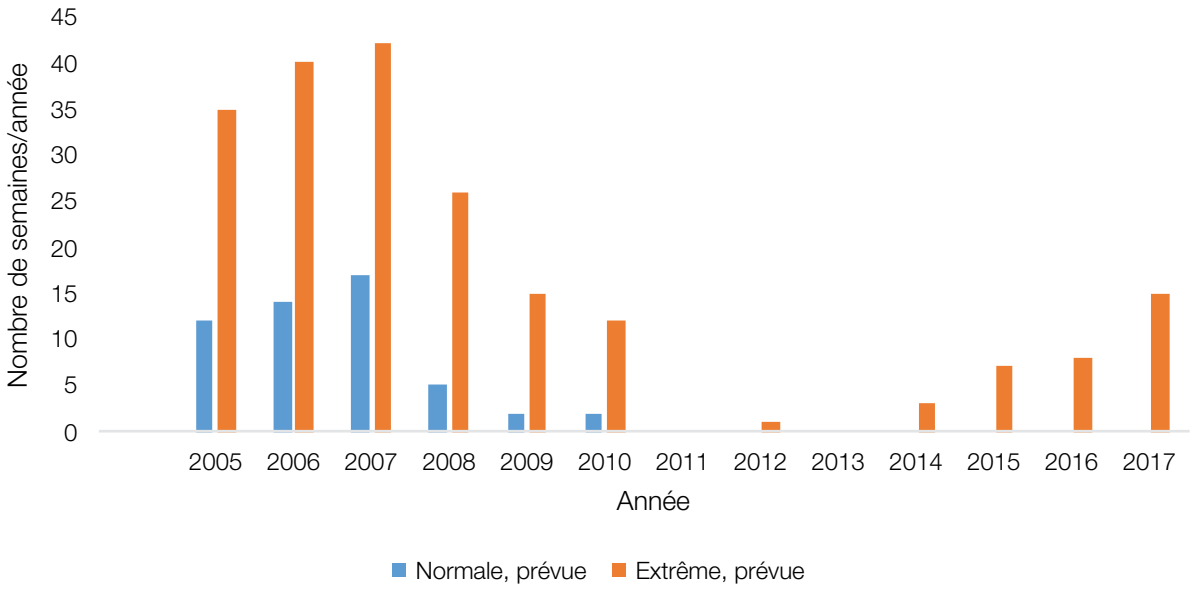


Figure 5.6. Nombre de semaines avec une valeur RAR négative (réserve au-delà de la capacité exigée) selon les scénarios prévus par année

Source : SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 31 janvier 2018.

Conclusion

L'approvisionnement de l'Ontario est maintenant suffisant pour répondre à sa demande de pointe, mais non excessif. Même si la province dispose de surplus d'électricité en périodes de faible demande, elle ne dispose d'aucune capacité excédentaire en périodes de pointe ou de mauvais temps. L'écart apparent entre la demande de pointe et la puissance installée est dû aux marges de réserve obligatoires et au fait que les ressources qui représentent la puissance installée ne produisent pas toutes de l'énergie en même temps.

L'approvisionnement de l'Ontario est maintenant suffisant pour répondre à sa demande de pointe, mais non excessif.

Notes de fin de chapitre

1. ELECTRICITY CONSUMERS RESOURCE COUNCIL, The Economic Impacts of the August 2003 Blackout, Toronto, février 2004, p. 1; GROUPE DE TRAVAIL ÉTATS-UNIS–CANADA SUR LA PANNE DE COURANT, Rapport final sur la panne du 14 août 2003 dans le nord-est des États-Unis et au Canada : Causes et recommandations, avril 2004, p. 1.

2. Voici certains exemples de cas où les contraintes de transport constituent des facteurs limitatifs : la capacité de l'Ontario à importer ou exporter de l'énergie par des interconnexions avec d'autres régions, les raccordements de transport entre le Nord-Ouest de l'Ontario et le reste de la province (actuellement pris en main par la construction d'une nouvelle ligne de transport) et les préoccupations de longue date concernant le besoin éventuel d'une troisième ligne de transport au centre de Toronto afin d'acheminer suffisamment d'énergie au centre-ville pour répondre à la demande.

3. TORONTO HYDRO, « What Causes Power Outages », en ligne, [www.torontohydro.com/sites/electricsystem/PowerOutages/Pages/aboutoutages.aspx] (consulté le 2 mars 2018).

4. Selon le mécanisme d'analyse comparative du rendement de l'organisme de réglementation en vertu du cadre réglementaire renouvelé. Deux mesures servent à quantifier le critère de fiabilité du réseau, soit l'indice de durée moyenne des interruptions de service (System Average Interruption Duration Index [SAIDI]) et l'indice de fréquence des interruptions de service (System Average Interruption Frequency Index [SAIFI]), qui mesurent respectivement la durée moyenne et la fréquence moyenne où l'alimentation électrique d'un abonné est coupée (COMMISSION DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO, 2016 Sector-Wide Consolidated Scorecards of Electricity Distributors, Toronto, 2013, p. 5).

5. COMMISSION DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO, Electricity Distribution System Reliability: Major Events, Reporting on Major Events and Customer Specific Measures, Toronto, décembre 2015, p. 13-14.

6. TORONTO HYDRO, Scorecard – Toronto Hydro Electric System Limited, Toronto, septembre 2017, p. 6.

7. COMMISSION DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 2 mars 2018.

8. COMMISSAIRE À L'ENVIRONNEMENT DE L'ONTARIO, Intelligent à tout moment : Précis sur le réseau d'électricité de l'Ontario en évolution, Toronto, octobre 2014, p. 33-35.

9. COMMISSION DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO, LTEP Implementation Plan, Toronto, février 2018, p. 8-9.

10. GOUVERNEMENT DE L'ONTARIO, « La fin du charbon », en ligne, [https://www.ontario.ca/fr/page/la-fin-du-charbon] (consulté le 2 mars 2018).

11. Voici une liste plus complète :
    - Le rejet des demandes d'arrêt et l'annulation et le rappel des arrêts approuvés;
    - Le recours aux 159 MW de réponse à la demande fondée sur la capacité de la SIERE pour répondre à certaines exigences de demande de pointe;
    - L'émission d'un appel public ou général pour économiser l'électricité si le réseau nécessite davantage de flexibilité;
    - La reconfiguration du système de transport pour éviter de déclarer un état d'urgence;
    - La réduction des exportations planifiées que la SIERE pourrait avoir à compenser;
    - La réduction de la tension de 3 % à 5 % pour servir de réserves de fonctionnement de 10 minutes;
    - La demande et l'achat d'énergie d'urgence du reste du réseau interconnecté;
    - La demande aux acteurs du marché de mettre en œuvre toutes les dérogations environnementales approuvées.
    - La limitation des charges non répartissables au moyen de blocages d'urgence ou de délestage en alternance (baisses de tension).

    Même si la SIERE devrait normalement prendre des mesures dans un ordre prévu selon la gravité de la situation, elle peut mettre en œuvre n'importe laquelle de ces mesures selon les circonstances (Market Manual, p. 55). Habituellement, la SIERE prendra uniquement les mesures qui représentent un avantage net pour le réseau. Les exportations pourraient donc continuer même si la charge se fait réduire ailleurs dans la province. (SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, Part 7.1: IESO-Controlled Grid Operating Procedures, Toronto, décembre 2017, p. 55-65.

12. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, « Media: About Public Appeals », en ligne, [www.ieso.ca/en/corporate-ieso/media/about-public-appeals] (consulté le 2 mars 2018).

13. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 31 janvier 2018.

14. NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY CORPORATION, Methods to Model and Calculate Capacity Contributions of Variable Generation for Resource Adequacy Planning, New Jersey, mars 2011, p. 4

15. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 25 février 2018.

16. La pression sur le réseau est réduite lors des premières heures de l'après-midi, puisque la production d'énergie solaire est à son plus élevé en mi-journée. Les heures de pointe surviennent maintenant entre 16 et 18 h en été, lorsque la production d'énergie solaire est légèrement moins en mesure de contribuer à atténuer ces pointes, puisque sa contribution en puissance chute plus tard dans la journée. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, Top Ten Ontario Demand Peaks, en ligne, [www.ieso.ca/-/media/files/ieso/settlements/top-ten-ontario-demand-peaks-archive.xlsx?la=en] (consulté le 2 mars 2018); SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, « Peak Tracker for Global Adjustment Class A », en ligne, [www.ieso.ca/en/sector-participants/settlements/global-adjustment-for-class-a] (consulté le 2 mars 2018).

17. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, « Power Data », en ligne, [www.ieso.ca/power-data] (consulté le 2 mars 2018).

18. COMMISSION DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO, lettre à tous les distributeurs d'électricité autorisés et autres parties intéressées, 23 décembre 2015, en ligne, [www.rds.oeb.ca/HPECMWebDrawer/Record/511001/File/document].

19. COMMISSAIRE À L'ENVIRONNEMENT DE L'ONTARIO, Chaque joule est précieux : revue annuelle de la consommation énergétique et de l'économie d'énergie en ontario, Rapport annuel sur les progrès liés à l'économie d'énergie, 2016-2017, vol. 2, Toronto, août 2017, p. 87.

20. Les normes de fiabilité actuelles pour le réseau de production-transport de l'Ontario ont été conçues et mises en œuvre conformément à des accords mutuels décrits dans des protocoles d'entente entre la SIERE, la Commission, la NERC et le NPCC. La SIERE est tenue de soumettre régulièrement des rapports d'évaluation saisonniers et sa perspective sur 18 mois au NPCC et à la NERC pour contribuer au maintien de la fiabilité des marchés interconnectés.

21. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 25 février 2018.

22. Le Northeast Power Coordinating Council (NPCC) est une société à but non lucratif chargée de promouvoir et d'améliorer la fiabilité et le caractère adéquat des ensembles internationaux de réseaux d'électricité interconnectés dans le Nord-Est de l'Amérique du Nord.

23. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, Ontario Reserve Margin Requirements 2018-2022, Toronto, décembre 2017, p. 3; SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, Methodology to Perform Long Term Assessments, Toronto, mars 2017, p. 13.

24. Ce calcul de la réserve de planification reflète le profil d'approvisionnement interne et ses disponibilités ou facteurs de charge, la demande anticipée et les incertitudes associées, les restrictions liées au transport et les interruptions de ressources prévues et imprévues.

25. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, 18 Month Outlook from January 2018 to June 2019, Toronto, décembre 2017, p. 20.

26. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, Supply Overview: New and Retired Generation since the IESO Market Opened in 2002, en ligne, [www.ieso.ca/power-data/supply-overview/transmission-connected-generation] (consulté le 2 mars 2018).

27. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 31 janvier 2018.

28. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, Supply Overview: New and Retired Generation since the IESO Market Opened in 2002, en ligne, [www.ieso.ca/power-data/supply-overview/transmission-connected-generation] (consulté le 2 mars 2018).

29. La SIERE est chargée de déposer ce rapport chaque trimestre auprès de la Commission de l'énergie de l'Ontario, du NPCC et de la NERC.

30. La demande à court terme est surtout influencée par les changements démographiques, la conjoncture économique, les projets liés à l'électricité tels que l'économie d'énergie et la production d'énergie renouvelable, les événements météorologiques et les prix de l'électricité.

31. La SIERE a également dû établir une réserve au-delà de la capacité exigée qui constitue la différence entre les ressources disponibles et les ressources requises sur le réseau. Différence entre les ressources disponibles (production disponible + mesures de gestion de la demande) et les ressources requises (prévision de la demande + réserve requise). SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, Ontario Reserve Margin Requirements 2018-2022, Toronto, décembre 2017, p.12-13.

32. Les projets de transport dont l'achèvement est prévu au cours de la période indiquée dans le document sur les perspectives sur 18 mois, les modifications majeures aux infrastructures de transport existantes et les arrêts des installations de transport aux tensions de 115 kV et plus et d'une durée supérieure à cinq jours sont compris dans cette évaluation. Les arrêts planifiés aux installations de transport sont revus parallèlement à tout arrêt planifié de production pour veiller à ce que la fiabilité globale du réseau soit maintenue. On s'attend des installations de transport et de production qu'elles coordonnent leurs activités d'interruptions, surtout lorsqu'un déficit est prévu dans le réseau.

LES RÉPERCUSSIONS SUR LE RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ

QUESTION 6

Comment l'Ontario gère-t-il les variations de la production d'électricité éolienne et solaire?

Toutes les formes de production d'électricité varient sur différentes échelles de temps. L'exploitant du réseau de l'Ontario possède des outils pour équilibrer les variations en temps réel et a su intégrer les énergies éolienne et solaire sans provoquer de problèmes d'exploitation jusqu'à maintenant, tout en profitant de la majeure partie de l'électricité renouvelable produite. De nouveaux outils aideront à intégrer davantage de production renouvelable.

La production d'électricité éolienne et solaire peut grandement varier sur de très petites échelles de temps, de jour en jour et d'heure en heure, ce qui crée de nouveaux défis liés au rôle de l'exploitant du réseau lorsqu'il est question d'équilibrer l'offre et la demande. La Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE) a été en mesure d'utiliser la majorité de la production d'électricité renouvelable et d'équilibrer le réseau en améliorant ses prédictions sur la production d'électricité renouvelable, sa façon de voir en temps réel la production d'électricité et sa capacité à réduire la production d'électricité renouvelable.

À mesure que la production d'électricité renouvelable augmentera, l'Ontario aura besoin de meilleurs outils pour l'équilibrer en temps réel, lesquels devront s'ajouter à la réduction de la production et à l'alimentation de secours au gaz afin de constituer une grande gamme d'options visant à accroître la flexibilité du réseau. Les meilleures pratiques à l'échelle internationale peuvent servir d'exemple. De nombreux territoires utilisent bien plus d'énergie éolienne et solaire que l'Ontario; toutefois, la grande part d'électricité de l'Ontario composée de l'énergie nucléaire invariable et de la production hydroélectrique de base rend l'intégration des énergies renouvelables variables plus complexe.

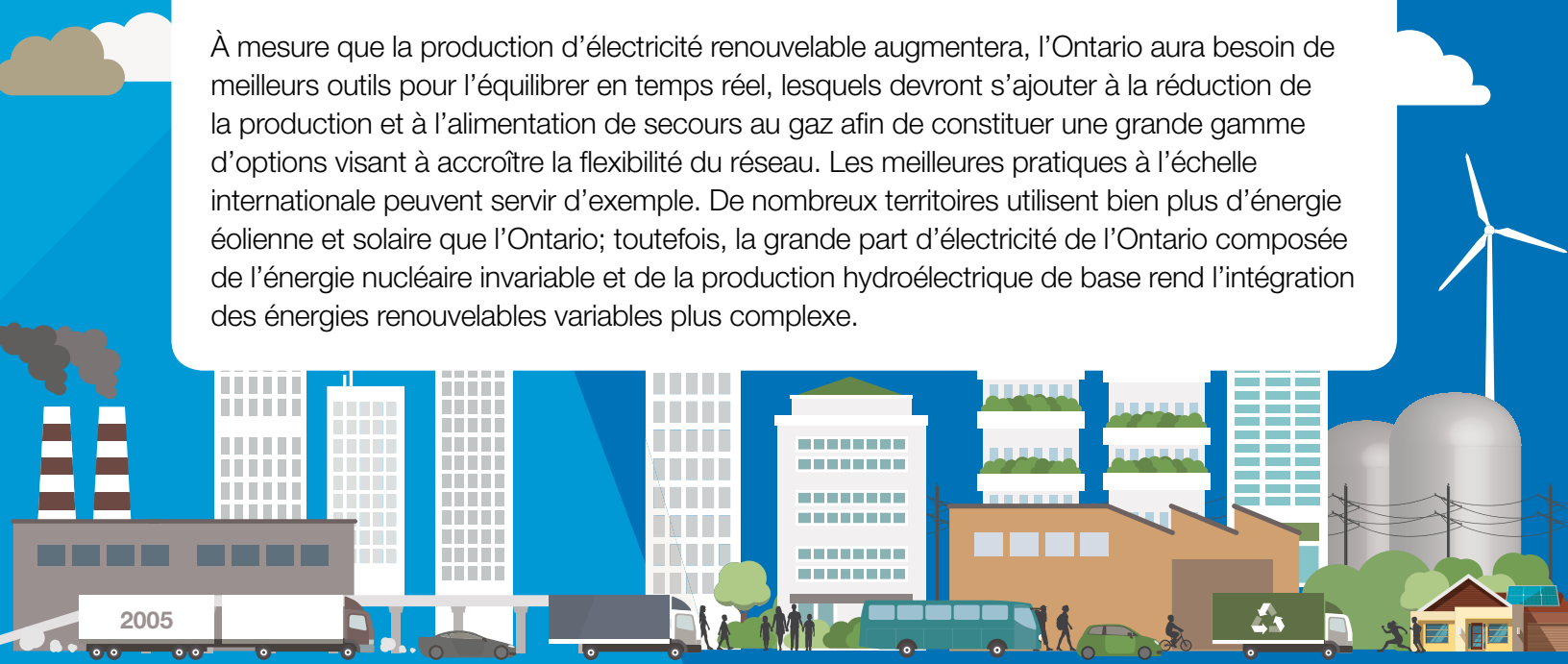


Table des matières

LES FAITS EN DÉTAIL 84

Toutes les ressources sont variables 84

Variation de l'énergie éolienne et solaire 84

Comment l'Ontario se compare-t-il? 87

Gestion de la variation 87

Répartition géographique 88

Stockage 89

Intégrer les énergies renouvelables dans les activités en temps réel 89

Gestion du réseau d'électricité durant une éclipse solaire 91

Ajout d'outils pour la flexibilité 92

Meilleures pratiques à l'échelle internationale 93

Notes de fin de chapitre 94

Les faits en détail…

La SIERE a comme principale responsabilité d'équilibrer l'offre et la demande en temps réel.

Toutes les ressources sont variables

La Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE) a comme principale responsabilité d'équilibrer l'offre et la demande en temps réel afin d'éviter l'instabilité du réseau et de prévenir les fluctuations de fréquence. Il s'agit d'un exploit significatif dont elle s'acquitte de manière fiable.

Toutes les sources d'électricité varient sur différentes échelles de temps. En raison de la disponibilité des réserves d'eau, la production hydroélectrique s'accroît au printemps et à l'automne, lorsque la demande est faible, puis diminue en été lorsque la demande connaît habituellement une hausse, et peut s'amenuiser encore plus durant une sécheresse. Des producteurs de tout type sont mis hors service à un moment ou à un autre pour des travaux d'entretien ou pour une remise à neuf, parfois pour une courte période et d'autres fois pour des mois, voire des années. Les réseaux de transport qui acheminent l'énergie aux centres de répartition requièrent également un entretien, et leurs interruptions peuvent forcer les producteurs à se mettre hors service.

Les causes sont différentes, mais le résultat est le même. Aucune source d'énergie n'est disponible en tout temps. Lorsqu'une source n'est pas disponible, le reste du réseau doit prendre la relève. En Ontario, la SIERE doit autoriser toutes les interruptions des installations de production et de transport afin d'en atténuer les répercussions.

Sur de plus courtes périodes de temps, de nombreux facteurs forcent l'exploitant du réseau à procéder à des ajustements afin d'équilibrer l'offre et la demande en temps réel. La demande des consommateurs varie de façon prévisible autant qu'imprévisible, puis les conditions météorologiques, les problèmes mécaniques et les accidents peuvent en tout temps causer une interruption pour n'importe quel type d'électricité ou de ligne de transport. La production éolienne et solaire ajoute au défi puisqu'elle peut rapidement varier sur de courtes périodes de temps.

Aucune source d'énergie n'est disponible en tout temps.

La SIERE fait continuellement des prévisions presque en temps réel afin d'estimer la demande attendue et la production disponible. Ces prévisions s'appuient sur des données historiques et tiennent compte des régimes climatiques et d'autres facteurs qui influencent la demande (p. ex., les jours de fin de semaine par rapport aux jours de semaine, les interruptions prévues aux installations de production et tout autre facteur pertinent)[1]. Ces prévisions ne sont jamais parfaites et des imprévus peuvent survenir (p. ex., un problème mécanique peut causer une panne dans une installation de production). En cas de pépin, les opérateurs de la salle de commande de la SIERE disposent d'outils supplémentaires pour équilibrer le réseau en temps réel; ils peuvent notamment envoyer des directives aux installations de production toutes les cinq minutes afin qu'elles ajustent leur production, qu'elles puisent dans la « réserve d'exploitation » (systèmes d'alimentation d'urgence) ou qu'elles réduisent la demande pouvant être effectuée à court préavis[2]. Il s'agit d'éléments standards qui assurent le bon fonctionnement et la fiabilité du réseau d'électricité. Ainsi, l'intégration des sources d'électricité variables comme l'énergie éolienne et solaire n'est pas un nouveau problème, mais il s'agit tout de même d'un élément de plus que la SIERE doit gérer.

Variation de l'énergie éolienne et solaire

La production d'énergie éolienne et solaire varie considérablement, d'heure en heure et de jour en jour. Une certaine part des variations sont prévisibles, mais pas la totalité. La production éolienne dépend de la vitesse du vent, tandis que la production solaire dépend de l'angle du soleil et de la couverture nuageuse. Entre ces deux types d'énergie, c'est l'énergie solaire qui est plus prévisible

La production d'énergie éolienne et solaire varie considérablement, d'heure en heure et de jour en jour.

d'une heure à l'autre. Selon une moyenne sur un grand nombre de jours, la production d'énergie solaire affiche un régime prévisible qui est lié à la hauteur du soleil dans le ciel, comme le présente la figure 6.1. L'énergie solaire correspond bien à la demande de l'Ontario puisqu'elle se situe généralement à son sommet près des demandes de pointe estivales.

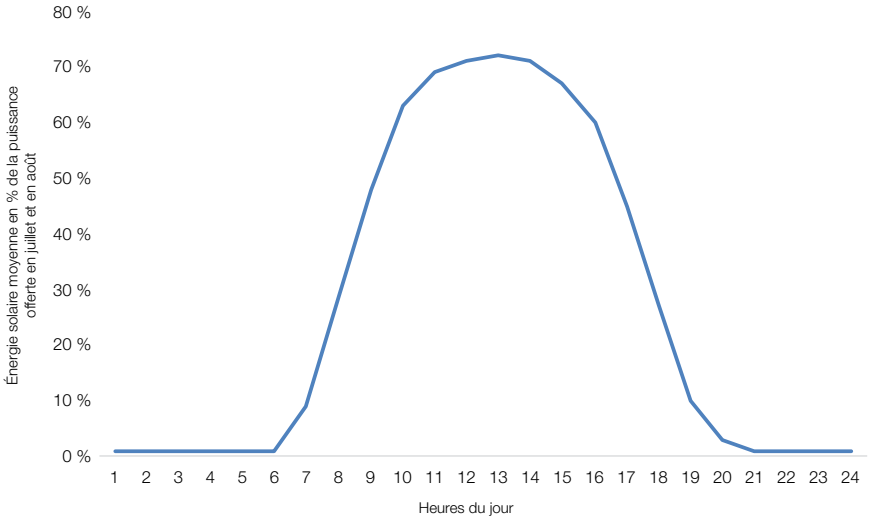


Figure 6.1. Moyenne de la variation de l'énergie solaire produite quotidiennement pour juillet et août 2017

Remarque : Il s'agit d'un aperçu de tous les parcs solaires raccordés au réseau, soit Grand, Kingston, Northland, Southgate et aéroport de Windsor.

Source : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, « Data Directory: Generator Output and Capability », en ligne, [www.ieso.ca/en/power-data/data-directory] (consulté le 9 mars 2018).

Cependant, sur une base journalière, la production d'énergie solaire varie en fonction de la couverture nuageuse. La figure 6.2 montre la production de la centrale solaire de l'Université de Princeton :

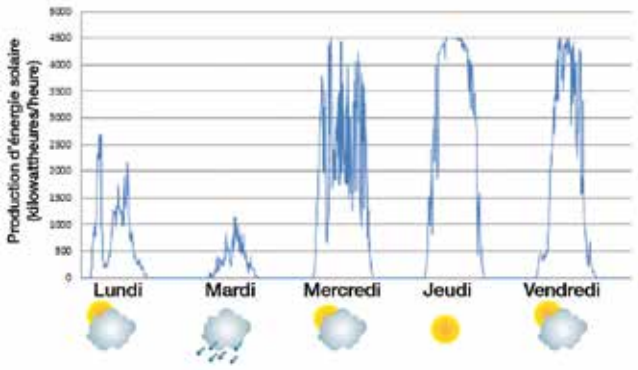


Figure 6.2. Variation de la production solaire en fonction des conditions météorologiques locales à la centrale solaire de l'Université de Princeton, du 11 au 16 avril 2013

Source : Andlinger Center for Energy and the Environment, Article 5: Storage for grid reliability under variability and uncertainty, en ligne, [acee.princeton.edu/wp-content/uploads/2014/06/Andlinger-Energy-Tech-Distillate-Storage-Article-5.pdf] (consulté de 9 mars 2018).

Comment l'Ontario gère-t-il les variations de la production d'électricité éolienne et solaire?

La production éolienne est encore plus variable. La figure 6.3 montre la variation de la production d'électricité quotidienne des éoliennes raccordées au réseau de transport de l'Ontario en 2016. Certaines courbes sont prévisibles. En moyenne, le vent produit davantage d'électricité durant les mois d'hiver, lorsque la demande augmente. Cependant, il se produit des variations quotidiennes considérables : alors que la production éolienne quotidienne maximale atteinte a été de 80 094 MWh le 20 décembre 2016, la production d'électricité durant plus de la moitié des jours de l'année était inférieure à 30 % de cette quantité (figure 6.4).

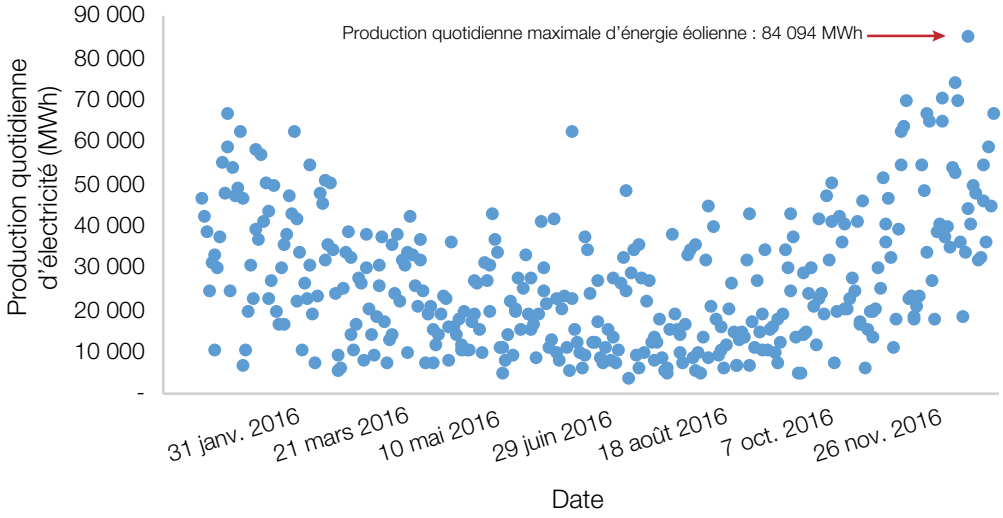


Figure 6.3. Variation de la production quotidienne d'électricité éolienne en Ontario en 2016

Source : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, « Data Directory: Generator Output and Capability », en ligne, [www.ieso.ca/en/power-data/data-directory] (consulté le 9 mars 2018).

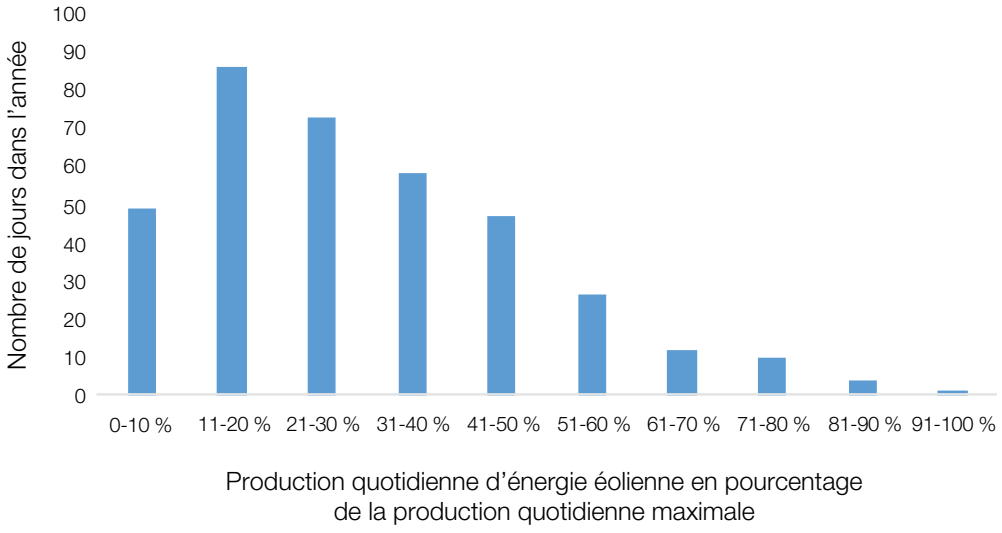


Figure 6.4. Production quotidienne d'électricité éolienne en Ontario en 2016, en pourcentage de la production quotidienne maximale

Remarque : La production quotidienne maximale a été atteinte le 20 décembre 2015 et s'est établie à 84 094 MWh.

Source : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, « Data Directory: Generator Output and Capability », en ligne, [www.ieso.ca/en/power-data/data-directory] (consulté le 9 mars 2018).

Comment l'Ontario se compare-t-il?

Comme les autres régions, l'Ontario apprend à intégrer des quantités croissantes d'électricité renouvelable et variable dans son réseau. Le tableau 6.1 montre certaines régions dont le réseau comprend une plus grande part d'électricité éolienne et solaire que l'Ontario. Toutefois, la grande part d'énergie nucléaire invariable et de production hydroélectrique de base de l'Ontario peut rendre l'intégration des énergies renouvelables plus complexe. Certains pays ayant des niveaux élevés d'énergie renouvelable font davantage appel à la production issue de combustibles fossiles que l'Ontario parce qu'il est plus facile d'accroître ou de diminuer cette production. Le Danemark par exemple, chef de file en matière d'intégration de l'énergie renouvelable, équilibre sa grande part de production d'énergie éolienne au moyen d'interconnexions avec d'autres pays et de sources d'alimentation complémentaire aux combustibles fossiles[3].

Tableau 6.1. Part de la production annuelle d'électricité en 2016 pour certains pays par comparaison à l'Ontario

	Solaire (%)	Éolienne (%)	Solaire + éolienne (%)
Danemark	2	42	44
Irlande	0	20	20
Espagne	3	20	23
Allemagne	6	12	18
Royaume-Uni	3	11	14
Italie	8	6	14
Ontario*	**2**	**7**	**9**
Australie	3	5	8
États-Unis	1	5	6
Chine	1	4	5
Inde	1	3	4
Brésil	0	6	6
Japon	4	1	5

Remarque : Comprend la production décentralisée.

Sources : Agence internationale de l'énergie, « System integration becomes increasingly important », en ligne, [www.iea.org/publications/renewables2017/] (consulté le 9 mars 2018). Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 17 novembre 2017.

La grande part d'énergie nucléaire invariable et de production hydroélectrique de base de l'Ontario peut rendre l'intégration des énergies renouvelables plus complexe.

Dans de nombreux pays, la part d'électricité renouvelable était même plus élevée en 2017 que ce qui est indiqué dans le tableau 6.1, comme en Allemagne, où la production (incluant celle issue de la biomasse, de l'hydroélectricité et des énergies solaire et éolienne) a augmenté, passant de 29 % en 2016 à 33 % en 2017[4]. La production éolienne de l'Irlande du Nord correspond désormais à une part aussi grande que 22 % de la production totale[5].

L'électricité renouvelable se développe rapidement partout dans le monde et sa croissance correspond à des engagements de bon nombre d'entreprises et de gouvernements à passer à un profil d'approvisionnement en électricité 100 % renouvelable. On compte notamment :

- Le gouvernement du Canada, pour ses propres activités, d'ici 2025[7],
- Au moins 190 villes des États-Unis[8],
- Plus de 100 entreprises internationales avec une demande en électricité totale de plus de 159 TWh/année[9].

Autrement dit, beaucoup d'organismes et de gouvernements se sont engagés à consommer des niveaux d'électricité renouvelable bien plus élevés que ceux qui sont actuellement disponibles sur le réseau.

Gestion de la variation

De nombreux moyens peuvent être employés pour réduire la variabilité de l'électricité renouvelable fournie au réseau et pour permettre à celui-ci de mieux composer avec les écarts.

De nombreux moyens peuvent être employés pour réduire la variabilité de l'électricité renouvelable fournie au réseau et pour permettre à celui-ci de mieux composer avec les écarts.

Répartition géographique

L'une des options consiste à répartir les installations de production d'électricité éolienne et solaire partout en Ontario[10]. Le vent peut souffler ou le soleil briller dans une partie de la province, même si une autre partie est moins venteuse ou moins ensoleillée. Puisque les productions solaire et éolienne nécessitent des conditions météorologiques différentes, chacune pourrait aider à compenser l'autre. L'utilisation d'une combinaison de ressources éoliennes et solaires réparties dans une multitude d'emplacements diminue la variabilité, et plus il y a d'emplacements, plus la variabilité diminue[11].

La répartition géographique fonctionne à son meilleur lorsqu'elle est appliquée à grande échelle. L'Ontario est en meilleure position pour tirer profit de cette dispersion géographique que les pays de moins grande taille, du moment qu'il y a une capacité de transport suffisante. L'Irlande connaît par exemple des périodes où il n'y a aucune production d'électricité éolienne, même si 20 % de son électricité provient des parcs éoliens répartis dans l'ensemble du pays. Cependant, l'Irlande ne fait que 275 km en largeur (d'est en ouest), tandis que l'Ontario fait plus de 1 560 km en largeur (d'est en ouest) et est en contact terrestre avec tous ses voisins.

La figure 6.5 indique que la plupart des parcs éoliens en fonction et reliés au réseau sont situés dans le Sud-Ouest de l'Ontario, en bordure des Grands Lacs où les vents offrent de bonnes conditions.

La construction d'autres parcs éoliens dans différentes parties de la province pourrait même équilibrer la variabilité de l'électricité éolienne fournie au réseau, mais en contrepartie la production d'électricité serait moindre à certains endroits et les coûts de transport seraient plus élevés pour intégrer les nouvelles ressources au réseau.

Figure 6.5. Emplacement des parcs éoliens raccordés au réseau en Ontario en 2018

Source : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, « Wind Power in Ontario », en ligne, [www.ieso.ca/localContent/map/default.htm], (consulté le 9 mars 2018).

Le partage de l'électricité au-delà des frontières est un outil qui aiderait évidemment à améliorer la répartition géographique. La capacité du Danemark à utiliser sa grande production d'électricité éolienne (voir le tableau 6.1) est facilitée par sa capacité à échanger de l'électricité avec la Norvège, l'Allemagne et la Suède.

L'Union européenne explore actuellement le concept d'un super réseau à l'échelle du continent[12] afin de solidifier le système intégré existant. Des plans de développement du réseau sur dix ans, qui sont en cours d'élaboration, proposent que la production du réseau soit composée jusqu'à 60 % d'électricité renouvelable[13]. Selon ce scénario de super réseau, le courant électrique serait distribué dans des câbles à ultra haute tension pour courant continu, et non pour courant alternatif comme l'Ontario utilise actuellement, ce qui permettrait à de grands volumes d'électricité de circuler avec peu de pertes afin qu'un pays puisse accéder à l'énergie éolienne ou solaire d'un autre pays.

L'Ontario pourrait de la même manière procéder à une intégration accrue auprès de ses voisins : le Québec, le Manitoba, New York et le Michigan. L'Ontario a déjà conclu un accord d'échange d'électricité avec le Québec qui permet à la SIERE d'envoyer de l'électricité au Québec durant les périodes creuses, puis d'importer de l'énergie du Québec ultérieurement lorsqu'elle en a besoin pour remplacer la production alimentée au gaz[14]. L'Ontario s'est doté d'importants raccordements avec d'autres marchés externes aux États-Unis, comme le Midcontinent Independent System Operator et le New York Independent System Operator. Dans le cadre du projet de renouvellement du marché de la SIERE, des améliorations sont envisagées afin d'optimiser la planification de l'import-export d'énergie dans le marché de l'énergie en temps réel entre ces territoires[15], ce qui permettrait de transporter l'électricité au-delà des frontières plus efficacement.

Stockage

La production d'électricité éolienne et solaire peut être jumelée au stockage et aux sources renouvelables flexibles qui peuvent fournir de l'électricité lorsque les sources éoliennes et solaires ne peuvent pas, par exemple la bioénergie et l'hydroélectricité (avec barrage et réservoir important).

L'ajout de batteries dans les parcs éoliens pourrait permettre le stockage de l'électricité à court terme, ce qui aiderait à favoriser une distribution uniforme d'électricité dans le réseau. L'Espagne a construit une centrale expérimentale hybride de stockage d'électricité éolienne et solaire munie de deux batteries; une pour répondre rapidement à la demande capable de fournir 1 MW d'électricité pendant 20 minutes et une autre à la réponse moins rapide capable de fournir 0,7 MW pendant 1 heure[16].

La technologie la plus fréquente et la plus rentable à l'échelle mondiale pour stocker l'énergie sur de longues périodes est le stockage par pompage avec réservoirs d'eau; l'Ontario pourrait utiliser davantage cette solution. La plupart des autres solutions de stockage d'électricité sur de longues périodes ne sont pas rentables par rapport à l'envergure de la pénétration nécessaire. Cependant, les coûts des batteries baissent considérablement. L'Italie stocke environ 56 MW d'énergie dans des batteries afin d'accroître sa réserve d'électricité renouvelable[17]. L'Australie-Méridionale a récemment construit un projet de stockage par batteries de 100 MW avec un ensemble géant de batteries au lithium-ion de Tesla afin de stocker l'électricité près d'un parc éolien; ce projet peut alimenter environ 30 000 résidences en électricité[15]. La Corée du Sud est en train de construire une batterie encore plus imposante (environ 50 % plus grosse). L'Irlande mène également des recherches sur le stockage d'électricité[19]. Pour obtenir de plus amples détails sur le stockage de l'électricité, voir la partie Q16.

Intégrer les énergies renouvelables dans les activités en temps réel

À mesure que la part de l'électricité renouvelable s'accroît, la SIERE doit faire davantage d'efforts pour gérer la variabilité à court terme. La SIERE a su consolider avec succès la production variable d'énergie intégrée grâce à une planification active. Aux termes du programme Renewable Integration initiative (SE-91), la SIERE a élaboré des principes de conception visant à soutenir l'augmentation prévue de la production variable; ce qui a donné lieu à des changements clés en matière de visibilité, de prévisions et d'exigences de répartition pour les producteurs d'électricité renouvelable.

À mesure que la part de l'électricité renouvelable s'accroît, la SIERE doit faire davantage d'efforts pour gérer la variabilité à court terme.

- ***Visibilité*** – Il est important que la SIERE connaisse le rendement des activités de production d'électricité variable. Les installations de production d'électricité renouvelable lui envoient donc des données en temps réel propres à chaque site. Par exemple, les données sur l'énergie éolienne comprennent l'emplacement des turbines, le type de turbine, la courbe de production et la température opérationnelle indiqués par le fabricant ainsi que les conditions d'exploitation telles que la puissance générée en fonction de la vitesse et de la direction du vent.[20] Des données d'exploitation semblables sont fournies par les installations solaires. Ces deux ensembles de données sont rapportés à la SIERE environ toutes les 30 secondes. Ces exigences s'appliquent à toutes les installations éoliennes et solaires qui sont reliées aux réseaux de transport ainsi qu'aux grandes installations de production décentralisée (puissance installée > 5 MW)[21].

- ***Prévisions*** – La SIERE utilise les renseignements sur la visibilité pour faire une prévision centralisée de la production d'électricité variable[22] et pour s'assurer que des ressources additionnelles sont disponibles en cas de besoin. La SIERE fait ses prévisions 48 heures à l'avance (y compris au moyen d'une carte)[23] et les met continuellement à jour à mesure qu'elles se rapprochent du temps réel[24].

  - Les données sur la visibilité et les prévisions centralisées ont permis d'améliorer l'exactitude des prévisions (voir la figure 6.6. pour la plage d'erreur de prévision après l'introduction de la prévision centrale). L'erreur de prévision moyenne sur l'ensemble du réseau pour les prévisions de la journée à venir a diminué de moitié, passant de 15,2 % à 7,4 %. Les prévisions pour les heures à venir sont encore plus justes, l'erreur moyenne étant passée de 5,9 % à 3,6 %[25]. L'exactitude des prévisions augmente spectaculairement au fil du temps, lorsque les dernières directives de l'exploitant du réseau peuvent être données aux producteurs (cinq minutes avant leur mise en application).

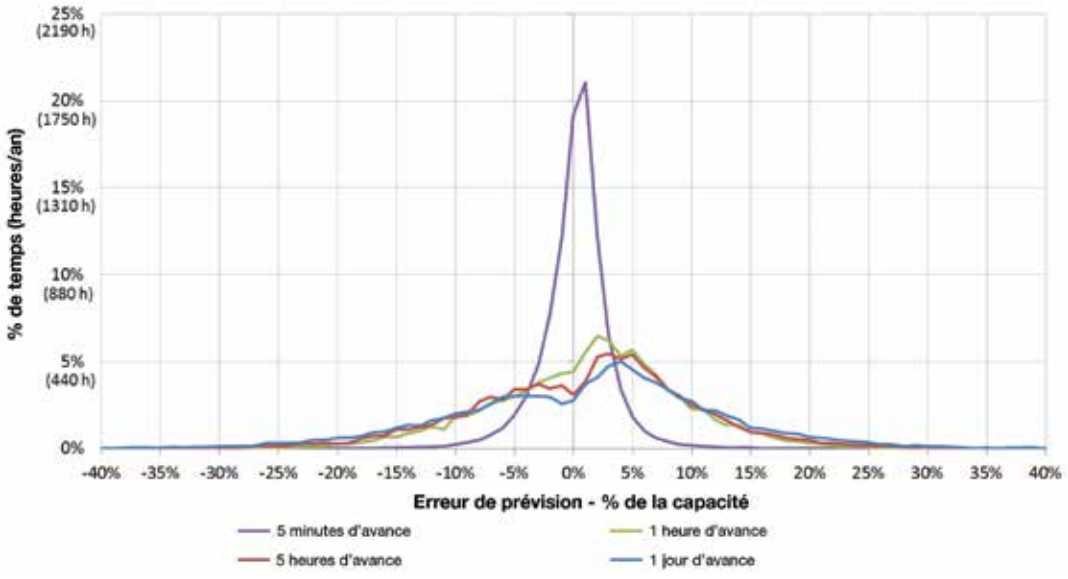


Figure 6.6. Erreur de prévision de la SIERE à propos de la production éolienne et solaire reliée au réseau

Source : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, Operating a Power System with Significant Quantities of Renewable Generation, présentation, 19 septembre 2017, diapo 12, en ligne : [www.ieso.ca/-/media/files/ieso/document-library/media/lkula-20170919-alberta-power-symposium.pdf?la=en].

- ***Capacité de mobilisation*** – Un important changement final était l'obligation que la production variable reliée au réseau de transport réponde aux directives de contrôle (ou d'acheminement) de la SIERE. Il est clair que les producteurs d'électricité éolienne et solaire ne peuvent fournir davantage d'énergie que ce que le vent et le soleil leur permettent. La SIERE peut cependant contrôler les directives afin de réduire la production issue de l'énergie renouvelable lorsque le volume d'électricité dépasse la demande (Q7), puis augmenter à nouveau la production au maximum lorsque la demande grimpe. La production d'électricité éolienne et solaire peut être diminuée ou augmentée très rapidement par rapport aux autres types de production.

Gestion du réseau d'électricité durant une éclipse solaire

L'éclipse solaire partielle du 21 août 2017 a constitué un bon test pour vérifier comment la SIERE gère les fluctuations majeures de la production d'électricité variable. La figure 6.7 montre l'effet de l'éclipse sur la production d'énergie solaire. La réduction totale de la production solaire était d'environ 1 200 MW pour une période de 90 minutes, soit environ 67 % de la puissance avant l'éclipse.

La SIERE s'était préparée à cet événement unique (la première éclipse solaire en Ontario depuis l'installation d'une grande capacité de production solaire) en surveillant attentivement les prévisions sur la demande, les prévisions sur la production variable et les prévisions sur les conditions météorologiques[26]. Il n'y a eu aucun problème de fiabilité dans le réseau d'électricité.

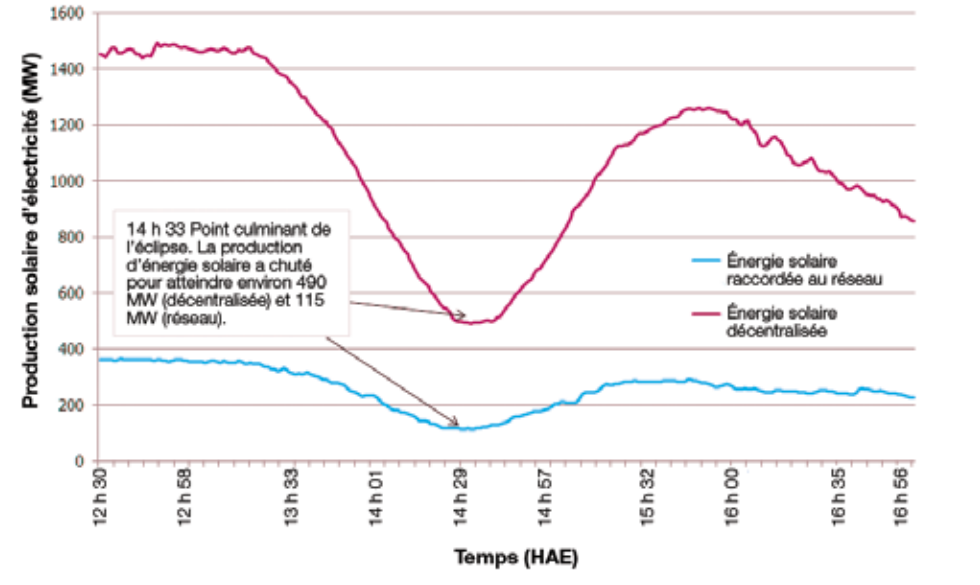


Figure 6.7. Changement de la puissance solaire générée le 21 août 2017

Source : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, « 2017 Solar Eclipse », en ligne, [www.ieso.ca/en/corporate-ieso/media/also-of-interest/2017-solar-eclipse] (consulté le 9 mars 2018).

Au fur et à mesure que l'Ontario obtient davantage de production variable, il devient essentiel qu'il soit en mesure d'ajuster rapidement l'offre, la demande ou les deux.

Ajout d'outils pour la flexibilité

Qu'arrive-t-il si la SIERE se trompe dans ses prévisions sur l'électricité renouvelable et que le volume d'électricité éolienne et solaire est moindre que prévu? Jusqu'à ce jour, la SIERE s'est fiée à la « flexibilité » des autres ressources du réseau (comme le gaz naturel et l'hydroélectricité) pour ajuster la production d'électricité afin de compenser les changements dans la production éolienne et solaire. Pour l'instant, l'Ontario n'a pas encore eu besoin d'ajouter de nouveaux services au réseau afin de contrebalancer précisément la variabilité de l'électricité renouvelable, mais de nouveaux outils seront bientôt nécessaires. Une étude sur l'évaluation de l'exploitabilité menée par la SIERE en 2016 s'est penchée sur les changements prévus d'ici 2020[27], y compris sur la production variable supplémentaire qui a fait l'objet d'une entente et qui sera bientôt reliée au réseau. Elle a cerné plusieurs défis ainsi que les outils nécessaires pour les surmonter[28].

Au fur et à mesure que l'Ontario obtient davantage de production variable, il devient essentiel qu'il soit en mesure d'ajuster rapidement l'offre, la demande ou les deux. À ce jour, l'Ontario a peu utilisé la réduction de la demande et a plutôt ajusté l'offre, principalement au moyen de la production au gaz. Les centrales au gaz existantes peuvent accroître ou diminuer leur production au besoin sur une période de une à quatre heures, si les prévisions sont suffisamment exactes[29].

Même si les prévisions se sont améliorées, elles ne sont pas encore parfaites. Si la production actuelle issue de l'énergie renouvelable s'avère moindre que la prévision une heure à l'avance, les autres ressources devront réagir rapidement afin de répondre à la demande[30]. Cette situation pourrait constituer un problème si l'Ontario se fie aux installations de production au gaz et qu'aucune d'entre elles n'est en fonction, puisque seulement quelques installations au gaz peuvent démarrer rapidement[31]. Les autres centrales au gaz nécessitent quelques heures de préparation. Si la demande surpasse trop rapidement l'offre de manière inattendue, il pourrait être difficile, voire impossible, d'y répondre (sans réduire la demande).

Afin de faire face à cette incertitude, les opérateurs de la SIERE conservent des centrales au gaz en service, lesquelles ne démarrent pas rapidement. Cette situation entraîne son lot de problèmes puisqu'elle amène la SIERE à prendre davantage d'engagements en matière de ressources au gaz qui sont plus coûteuses (et produisent davantage d'émissions) même si elles ne sont pas nécessaires.

Pour améliorer les outils, la SIERE a l'intention d'acquérir 50 MW supplémentaires afin de réguler la fréquence et 740 MW supplémentaires afin d'obtenir une certaine flexibilité (ressources qui peuvent être en service dans un délai de 30 minutes). Cette flexibilité pourrait provenir d'un meilleur usage des ressources existantes, du stockage de l'électricité du réseau, d'une augmentation de la capacité de réponse à la demande ou de la création de nouvelles centrales de pointe[32]. La réponse à la demande et le stockage semblent être de bonnes solutions pour fournir ces services. La SIERE propose de lancer un processus d'appel d'offres compétitif pour obtenir ces ressources offrant de la souplesse. L'abolition des barrières qui entravent l'utilisation efficace de l'énergie stockée par pompage à la centrale de Niagara pourrait aussi être utile.

Contrairement à la pratique jusqu'à ce jour en Ontario, les centrales au gaz ne sont pas le seul outil qui offre de la souplesse et qui permet d'intégrer de grandes quantités d'électricité renouvelable.

Meilleures pratiques à l'échelle internationale

L'approvisionnement énergétique permettant une gestion souple qui est planifié par la SIERE fait écho de l'une des leçons apprises de par le monde à mesure que l'expertise sur l'électricité renouvelable s'améliore. Grâce à l'expérience acquise dans d'autres territoires, un ensemble exhaustif de pratiques exemplaires a été élaboré, lequel permet aux marchés de l'électricité, comme celui de l'Ontario, de soutenir de manière rentable de grands volumes de production variable, renouvelable et décentralisée[33]. Contrairement à la pratique jusqu'à ce jour en Ontario, les centrales au gaz ne sont pas le seul outil qui offre de la souplesse et qui permet d'intégrer de grandes quantités d'électricité renouvelable dans un réseau. L'Ontario peut et devrait tirer une leçon de cette expérience internationale.

Pour intégrer efficacement de grandes quantités d'électricité variable, il faut complètement repenser les marchés de l'électricité et la régulation de la production, ce qui apporterait d'ailleurs des avantages.

> [A]dopter et supporter la transition énergétique entraînera une vaste gamme de bénéfices dans l'ensemble de l'économie, en plus des effets positifs sur l'environnement et la sécurité énergétique[34].

Notes de fin de chapitre

1. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, « Ontario's Power System Planning and Forecasting », en ligne, [www.ieso.ca/en/learn/ontario-power-system/planning-and-forecasting] (consulté le 24 janvier 2018).
2. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, « Markets and Related Programs–Operating Reserve Markets », en ligne, [www.ieso.ca/sector-participants/market-operations/markets-and-related-programs/operating-reserve-markets] (consulté le 22 janvier 2018).
3. AGENCE INTERNATIONALE DE L'ÉNERGIE, « Denmark is moving convincingly on decarbonisation », en ligne, [www.iea.org/newsroom/news/2017/november/denmark-is-moving-convincingly-on-decarbonisation----.html?utm_content=buffer44c49&utm_medium=social&utm_source=twitter.com&utm_campaign=buffer] (consulté le 12 février 2018).
4. CLEAN ENERGY WIRE, « Renewable power hits record high in Germany in 2017–forecast », en ligne, [www.cleanenergywire.org/news/renewable-power-hits-record-high-germany-2017-forecast] (consulté le 28 février 2018).
5. AMBROSE, J., « Northern Ireland's onshore wind share surges past UK average », The Telegraph, 26 juin 2017, en ligne, [www.telegraph.co.uk/business/2017/06/26/northern-irelands-onshore-wind-share-surges-past-uk-average/].
6. AGENCE INTERNATIONALE POUR LES ÉNERGIES RENOUVELABLES, Turning to Renewables: Climate-Safe Energy Solutions, Abu Dhabi, novembre 2017, p. 8.
7. CBC NEWS, « All Federal government buildings to run on green power by 2025: environment minister », 2 novembre 2016, en ligne, [www.cbc.ca/news/canada/calgary/mckenna-federal-government-green-power-2025-calgary-announcement-1.3833392].
8. SIERRA CLUB, « Mayors For 100% Clean Energy », en ligne, [www.sierraclub.org/ready-for-100/mayors-for-clean-energy] (consulté le 7 février 2018)
9. RE100, « The world's most influential companies committed to 100% renewable power », en ligne, [there100.org/] (consulté le 7 février 2018).
10. ROWLANDS, I., et coll.,« Managing solar-PV variability with geographical dispersion: An Ontario (Canada) case-study », Renewable Energy, vol. 68, 2014, p. 171-180.
11. HOICKA, C., et coll., « Solar and wind resource complementarity Advancing options for renewable electricity integration in Ontario Canada », Renewable Energy, vol. 36, no 1, 2011, p. 97.
12. POWER TECHNOLOY, « Continental power: operating the Super Grid », en ligne, [www.power-technology.com/features/featurecontinental-power-operating-the-super-grid-4512977/] (consulté le 25 janvier 2018).
13. EUROPEAN NETWORK OF TRANSMISSION SYSTEM OPERATORS FOR ELECTRICITY, « The Ten-Year Network Development Plan », en ligne, [www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/general/Pages/default.aspx] (consulté le 28 février 2018).
14. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, Overview of Electricity Trade Agreement between Québec and Ontario, présentation, 10 mai 2017, diapo 5, en ligne, [www.ieso.ca/-/media/files/ieso/document-library/sac/2017/sac-20170510-ontario-hydro-quebec-agreement.pdf?la=en].
15. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, The Future of Ontario's Electricity Market: A Benefits Case Assessment of the Market Renewal Project, The Brattle Group, Toronto, 20 avril 2017, p. 50.
16. ENGERATI, « Spain gets its first hybrid wind power battery storage plant », en ligne, [www.engerati.com/article/spain-gets-its-first-hybrid-wind-power-battery-storage-plant] (consulté le 25 janvier 2018).
17. APRICUM, « Your Guide to Stationary Energy Storage in Europe Part 2: UK and Italy », en ligne, [www.apricum-group.com/your-guide-to-stationary-energy-storage-in-europe-part-2-uk-and-italy/] (consulté le 28 février 2018).
18. BBC NEWS, « Tesla mega-battery in Australia activated », 1er décembre 2017, en ligne, [www.bbc.com/news/world-australia-42190358]
19. SILICONREPUBLIC, « All-Ireland project to stress-test renewable electricity storage for smart grids », en ligne, [www.siliconrepublic.com/machines/impress-renewable-storage-project] (consulté le 25 janvier 2018).
20. STIKEMAN ELLIOTT, « IESO approves new data obligations for renewable facilities » en ligne, [www.stikeman.com/en-ca/kh/canadian-energy-law/ieso-approves-new-data-obligations-for-renewable-facilities] (consulté le 24 janvier 2018).
21. Ces exigences ne s'appliquent pas aux petits producteurs, par exemple dans le cas des quelque 25 000 contrats de TRG pour microprojets solaires décentralisés. Comme ces petits producteurs sont « invisibles » pour la SIERE, l'électricité produite par ces sources se manifeste par une baisse de la demande du point de vue du transport (un peu comme un programme d'économie d'énergie).
22. Auparavant, les grands producteurs soumettaient leurs propres prévisions sur la production.
23. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, « Wind output map and wind forecast for next 48 hours », en ligne, [www.ieso.ca/localContent/map/default.htm] (consulté le 24 janvier 2018).
24. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, « Variable Generation Forecast Summary Report », exemple d'un rapport sur les prévisions de production variable pour l'énergie éolienne et solaire, en ligne, [reports.ieso.ca/public/VGForecastSummary/PUB_VGForecastSummary.xml].
25. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, Centralized Forecasting Accuracy, présentation, 22 mai 2013, diapo 6.
26. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, « 2017 Solar Eclipse », en ligne, [www.ieso.ca/en/corporate-ieso/media/also-of-interest/2017-solar-eclipse] (consulté le 9 mars 2018).
27. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, 2016 IESO Operability Assessment-Summary: Review of the Operability of the IESO-Controlled Grid to 2020, Toronto, IESO, juin 2016.

28. Ibid. Outre le besoin de services liés à la régulation de la flexibilité et de la fréquence visant à compenser les erreurs dans les prévisions sur la production variable dont il est question dans la présente section, l'étude de la SIERE a remarqué certaines préoccupations liées à la régulation de la tension sur le réseau de transport qui découlent en partie de la croissance de la production décentralisée.
29. Ibid, p. 10.
30. Ibid., p. 3.
31. Les centrales au gaz de la région de York (York Energy Centre), d'East Windsor et de Kirkland.
32. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, 2016 IESO Operability Assessment – Summary: Review of the Operability of the IESO-Controlled Grid to 2020, Toronto, juin 2016, p. 7.
33. INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY, Adapting Market Design to High Shares of Variable Renewable Energy, Abu Dhabi, 2017, p. 67.
34. Ibid, p. 31.

LES RÉPERCUSSIONS SUR LE RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ

QUESTION 7

Pourquoi l'Ontario exporte-t-il autant d'électricité et pourquoi diminue-t-il autant la production?

En période de faible demande, l'Ontario génère des surplus d'électricité sobre en carbone qui ne peuvent pas être stockés à l'heure actuelle; ils seront perdus s'ils ne sont pas utilisés. La province économise de l'argent en vendant une partie de ces surplus.

Les centrales nucléaires de l'Ontario produisent habituellement de l'électricité 24 heures par jour parce qu'il en coûte le même prix de les faire fonctionner, qu'elles génèrent de l'électricité ou non. Pour bon nombre de nos ressources renouvelables, si aucune électricité n'est produite lorsque le vent, le soleil ou l'eau est accessible, le potentiel énergétique est perdu à tout jamais. La plupart du temps, ces ressources de base sont utilisées de manière productive pour générer de l'électricité à faible émission pour les Ontariens. Cependant, la demande d'énergie de l'Ontario connaît de grandes fluctuations, et certaines industries qui avaient l'habitude de consommer de l'énergie en permanence ne le font plus. En période de pointe intense, les volumes d'énergie de l'Ontario suffisent à peine, et, durant les périodes creuses, l'Ontario génère des surplus d'électricité.

Afin de faire construire ces centrales, l'Ontario a accepté l'obligation légale de payer pour ces surplus d'électricité, même lorsque la province n'en a pas besoin. Que devrait faire la province avec les surplus énergétiques? Étant donné que la capacité de stockage d'électricité est limitée à l'heure actuelle, il subsiste uniquement deux possibilités : vendre l'électricité qui peut l'être aux territoires adjacents, au prix courant, ou diminuer la production (et perdre l'énergie qui aurait pu être générée). D'un point de vue financier, il est logique de vendre l'électricité lorsqu'il est possible de le faire, pourvu que les exportations permettent de recouvrer davantage que leurs coûts marginaux. Quant à la diminution de la production, elle ne fait économiser aucune somme pour le réseau; de plus, les centrales nucléaires, qui fournissent la majeure partie de l'énergie de base de l'Ontario, sont difficiles à arrêter. La vente d'énergie propre aux États américains en amont ferait en sorte que ces derniers diminueraient leur utilisation de combustibles fossiles, ce qui réduirait ensuite la pollution atmosphérique qui revient sur l'Ontario.

L'électricité qui n'est pas produite (5 % de la production potentielle en 2016) ou qui est exportée (8 %) représente une ressource dont l'Ontario pourrait tirer profit. Pour obtenir de plus amples renseignements sur les meilleurs usages des surplus d'électricité de l'Ontario, voir la partie Q16.

Table des matières

LES FAITS EN DÉTAIL 98

Introduction 98

Qu'est-ce que la production de base excédentaire? 98

Pourquoi l'Ontario se retrouve-t-il avec une production de base excédentaire? 100

Combien de surplus d'électricité sont générés en Ontario et comment sont-ils utilisés? 101

L'Ontario, exportateur net d'électricité 103

L'Ontario gagne-t-il ou perd-il de l'argent en exportant l'électricité? 104

Vendons-nous nos surplus d'électricité à perte? Non, pas du tout. 104

Pourquoi le prix d'exportation ne comprend-il pas le rajustement global? 106

Restriction ou gaspillage d'électricité 106

Quel est l'avenir des surplus d'électricité? 108

Notes de fin de chapitre 110

Les faits en détail…

La production de base excédentaire survient lorsque la production d'électricité des producteurs d'énergie de base excède la demande de la province.

Introduction

Dans le présent rapport, la partie Q2 traite de l'approche centrale descendante que la province a adoptée depuis 2004 pour planifier le réseau d'électricité de l'Ontario. Cette approche a obligé l'Ontario à payer pour plus d'électricité que nécessaire lorsque la demande est peu élevée, afin d'assurer un accès à suffisamment d'électricité pour les besoins de pointe. Dans le présent chapitre, la CEO analyse le volume des surplus d'électricité (non désirés) payés par la province ainsi que l'utilisation faite par cette dernière.

Qu'est-ce que la production de base excédentaire?

- La **production de base** constitue la quantité d'électricité disponible à n'importe quel moment à partir d'une centrale où la production d'électricité doit être utilisée sinon elle sera perdue, soit essentiellement une centrale nucléaire ou hydroélectrique (pour l'excédent de la capacité de stockage du barrage) ou une centrale à l'énergie renouvelable intermittente comme l'énergie éolienne ou solaire[1].
- La **production de base excédentaire** (PBE) survient lorsque la production d'électricité des producteurs d'énergie de base excède la demande de la province[2]. L'excédent d'électricité doit être exporté ou la production doit être réduite (gaspillée).

Le volume de PBE a augmenté au cours des dernières années et fait l'objet d'un suivi par la SIERE. La figure 7.1 présente la façon dont le volume de PBE dans la province varie en fonction du moment de la journée et de l'année en comparant une douce semaine de printemps (surplus important) avec une chaude semaine d'été (très maigre surplus).

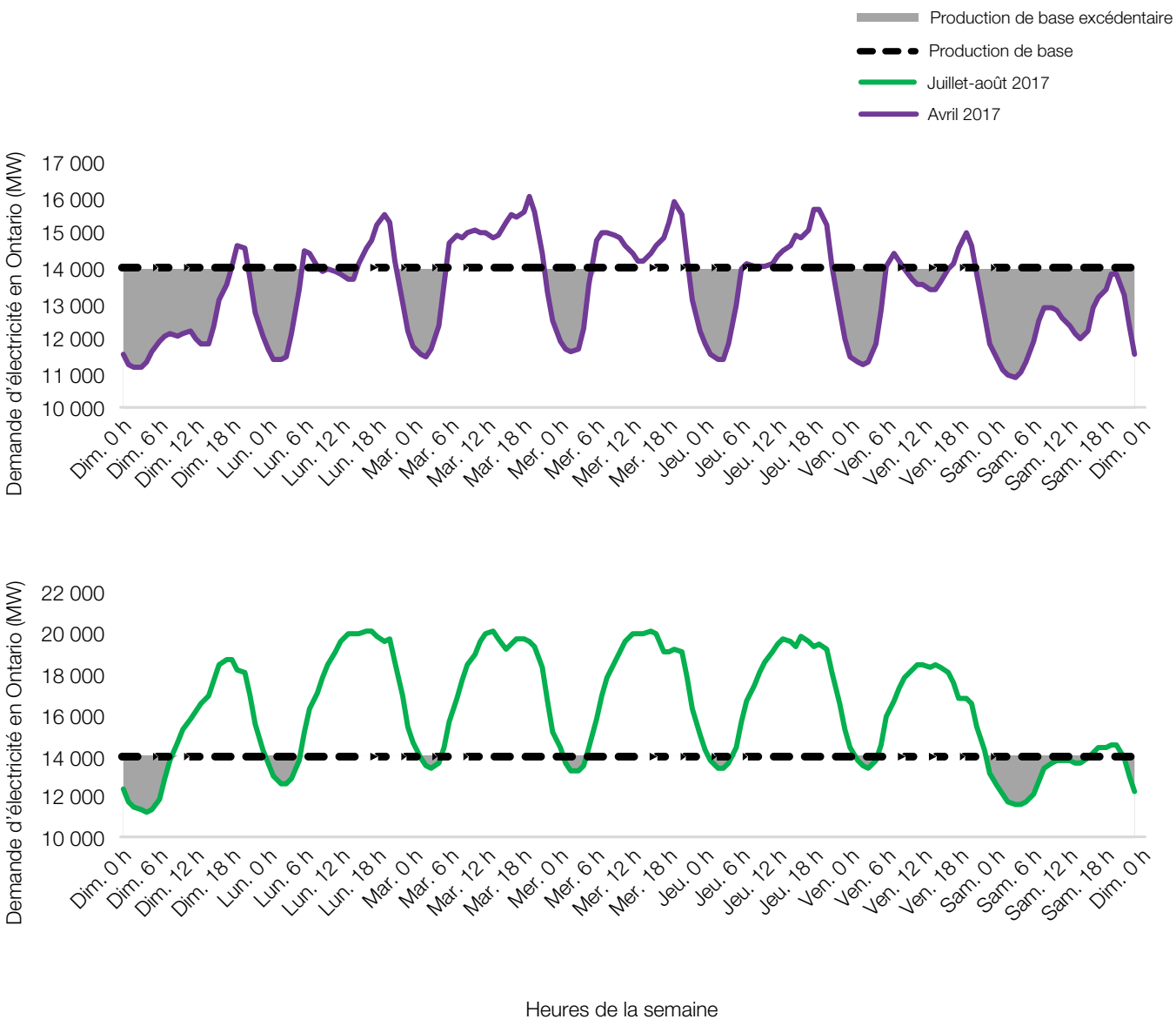


Figure 7.1. Production de base excédentaire en Ontario, avril 2017 et juillet-août 2017

Remarque : La ligne qui détermine la production de base excédentaire est une moyenne estimée en fonction du plus récent rapport Perspectives sur 18 mois de la SIERE et ne représente pas les conditions réelles de la production de base excédentaire pendant les périodes présentées sur le graphique.

Source : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, « Data Directory: Hourly Data 2002-2017 », en ligne, [www.ieso.ca/-/media/files/ieso/power-data/data-directory/hourlydemands_2002-2017.csv?la=en] (consulté le 6 mars 2018).

La production de base a grimpé, principalement en raison de deux réacteurs nucléaires.

Pourquoi l'Ontario se retrouve-t-il avec une production de base excédentaire?

Deux facteurs soutiennent la production de base excédentaire, soit le volume de la production de base et la demande minimale de l'Ontario.

Au fil des dernières années, la production de base a grimpé, principalement en raison de la remise en service de deux réacteurs nucléaires à la centrale de Bruce en 2012, ce qui ajoute environ 1 500 MW à la production de base pour presque toutes les heures. De plus, d'autres parcs éoliens et solaires ont été mis en service, ce qui ajoute à la production de base un volume variable, lequel peut parfois être élevé selon les vents et les conditions d'ensoleillement. Parfois, une nouvelle production était nécessaire avant les remises à neuf prévues à la centrale nucléaire afin d'assurer la fiabilité du réseau.

Quant à la demande minimale en électricité de l'Ontario, elle représente un facteur tout aussi important que la production de base. La PBE survient habituellement durant la nuit ou les fins de semaine, lorsque les besoins en électricité de l'Ontario sont peu élevés, particulièrement le printemps et l'automne. La consommation d'électricité en Ontario durant ces périodes peut s'établir à moins de la moitié de la consommation en période de pointe. La demande minimale de l'Ontario a diminué d'environ 1 500 MW depuis 2005[3]. La baisse de la consommation d'électricité par les industries, lesquelles génèrent une demande d'énergie continue à toute heure du jour, est principalement à l'origine de cette diminution. La province n'avait pas prévu cette diminution de la demande industrielle. Les programmes d'économie d'énergie et d'efficacité énergétique ont également joué un rôle important dans cette diminution puisque certains d'entre eux entraînent une réduction de la demande horaire d'électricité en tout temps. La partie Q3 traite en détail de la variation des tendances liées à la demande.

La PBE est, dans une vaste mesure, l'inconvénient lié à la transition vers un réseau d'électricité sobre en carbone. À quelques exceptions près, il est relativement difficile d'ajuster le moment de production des ressources d'électricité sobre en carbone de l'Ontario. Les procédures de démarrage et d'arrêt d'une centrale nucléaire sont laborieuses et coûteuses. La production d'énergie éolienne et solaire est de nature intermittente, il est donc facile d'interrompre la production si l'énergie n'est pas requise, mais le cas échéant, l'énergie qui aurait pu être produite à ce moment précis est perdue pour toujours. Le même constat s'applique à la production d'hydroélectricité qui est gaspillée.

Il existe des ressources renouvelables qui offrent une certaine souplesse, en particulier dans le cas de l'énergie hydroélectrique associée à un barrage comme la centrale à Niagara dotée d'un système par pompage. À Niagara, la centrale de production par pompage Beck a la capacité de pomper 680 000 litres d'eau par seconde et de remplir un réservoir de 300 hectares en plus ou moins 8 heures; cette réserve peut ensuite être utilisée pour la production d'électricité[4]. La biomasse peut aussi offrir de la souplesse, à coûts élevés toutefois, comme celle des centrales de Thunder Bay et d'Atikokan situées en Ontario, lesquelles sont d'anciennes centrales au charbon.

L'écart entre la demande minimale et maximale de l'Ontario peut atteindre 12 000 MW, et la majeure partie de cet écart était traditionnellement comblée par les centrales au charbon et au gaz, car elles peuvent répondre aux fluctuations de la demande avec plus de souplesse, au prix toutefois d'émissions de GES élevées et de pollution atmosphérique. Pour éliminer l'utilisation du charbon et diminuer l'utilisation du gaz naturel, il faudra accroître la souplesse du réseau d'électricité; les solutions à cet égard sont explorées dans la partie Q16. Il n'existe aucune solution instantanée, alors en attendant, jetons un œil sur ce que fait actuellement l'Ontario avec ses surplus d'électricité.

La demande minimale de l'Ontario a diminué.

Combien de surplus d'électricité sont générés en Ontario et comment sont-ils utilisés?

Les surplus d'électricité de l'Ontario (exportation ou arrêt de la production) se chiffraient à 13,2 % en 2016 (voir la figure 7.4), et ce nombre sera probablement plus élevé en 2017.

La figure 7.2 présente le nombre d'heures durant lesquelles de l'électricité a été produite en surplus des besoins de l'Ontario, année par année depuis 2011. Il faut souligner que le nombre d'heures au cours desquelles existe une PBE (plus de la moitié des heures durant quatre des cinq dernières années) ne représente pas la quantité de surplus d'électricité, puisque la majeure partie de l'électricité générée durant ces heures est tout de même utilisée de manière productive en Ontario.

Les surplus d'électricité de l'Ontario (exportation ou arrêt de la production) se chiffraient à 13,2 % en 2016.

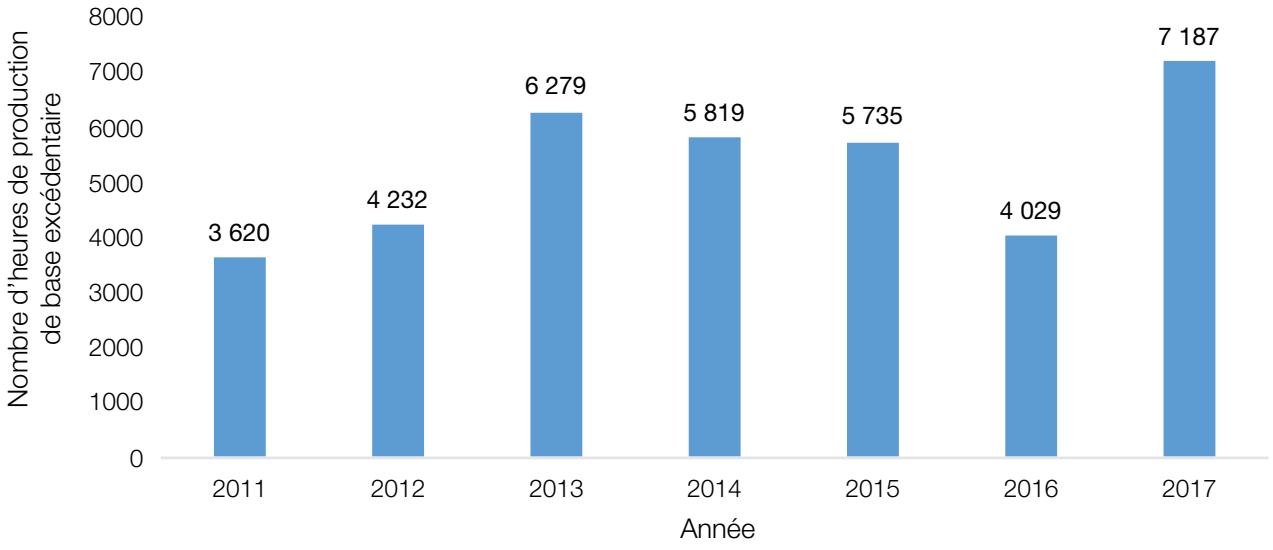


Figure 7.2. Nombre d'heures en période de production de base excédentaire en Ontario, 2011-2017

Source : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 5 mars 2018.

Pourquoi l'Ontario exporte-t-il autant d'électricité et pourquoi diminue-t-il autant la production?

En période de surplus, le prix horaire de l'électricité en Ontario (PHEO) moyen sera peu élevé, nul, voire négatif, ce qui mène à deux conséquences possibles, souvent en simultané, soit :

1. la hausse des exportations d'électricité dans d'autres territoires (lorsque le prix de l'électricité de l'Ontario devient inférieur à celui payé pour l'approvisionnement en électricité dans ces autres territoires) ou;
2. l'arrêt ou la diminution obligatoires de la production de base par les producteurs de l'Ontario.

La figure 7.3 indique que les arrêts de production sont moindres lorsque les surplus d'électricité sont exportés.

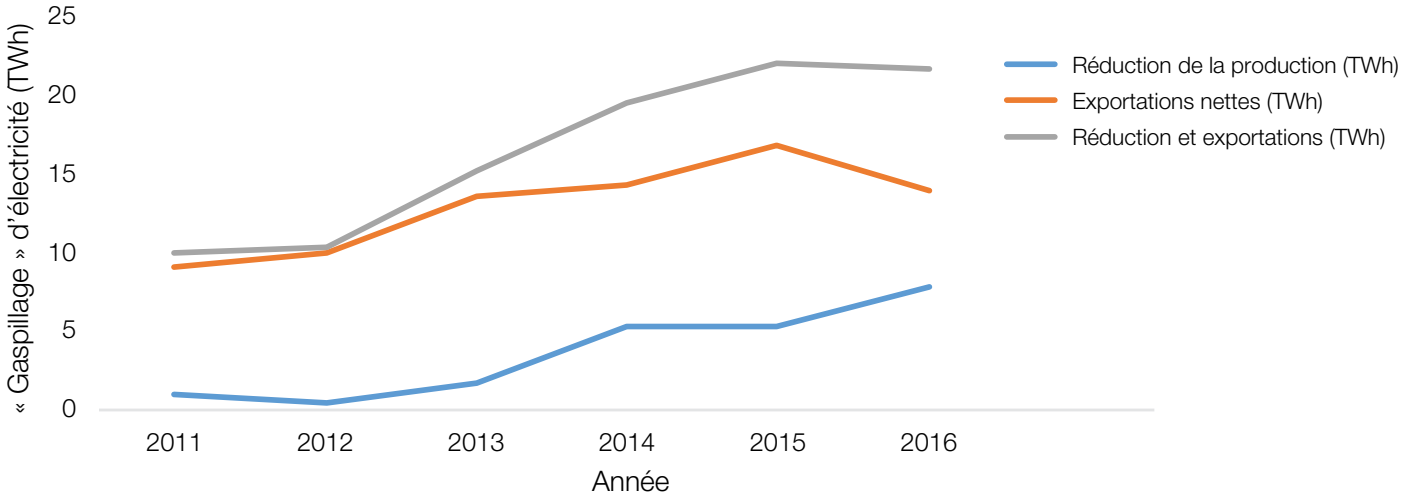


Figure 7.3. Tendances liées aux exportations (nettes) et à la réduction de la production, 2011-2016

Remarque : Les données complètes sont disponibles uniquement jusqu'à la fin de 2016.

Source : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 31 janvier 2018. Ontario Power Generation, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 6 février 2018.

La figure 7.4 présente la quantité d'électricité exportée et réduite par rapport à la production totale d'électricité.

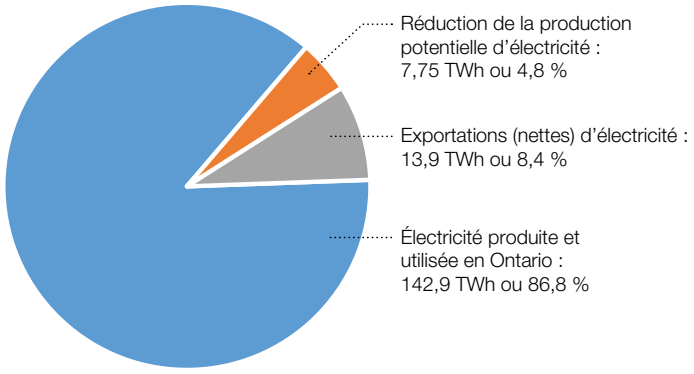


Figure 7.4. Exportations d'électricité et réductions de la production par rapport à la production totale en 2016

Source : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 31 janvier 2018. Ontario Power Generation, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 6 février 2018.

L'Ontario, exportateur net d'électricité

La province est un exportateur net d'électricité depuis 2005[5]. L'écart entre les exportations et les importations s'est creusé au cours des dernières années, tel qu'il est présenté à la figure 7.5, ce qui est principalement attribuable à l'augmentation des exportations en période de surplus dans la production de base[6]. Les exportations augmentent lorsque la province présente des surplus d'électricité sobre en carbone à faibles coûts marginaux comparativement aux réseaux interreliés comme à New York et au Michigan, où la production est issue du gaz naturel et où le coût marginal est donc habituellement plus élevé que celui de l'Ontario pour la production issue de l'énergie nucléaire ou de l'énergie renouvelable[7]. La province exporte aussi l'électricité issue du gaz naturel lorsqu'elle présente des surplus et que les prix sont plus élevés dans d'autres territoires[8].

Figure 7.5. Tendances en matière d'importations et d'exportations pour l'Ontario, 1997-2016

Source : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, Imports and Exports, en ligne, [www.ieso.ca/power-data/supply-overview/imports-and-exports] (consulté le 6 mars 2018).

L'Ontario gagne-t-il ou perd-il de l'argent en exportant l'électricité?

L'Ontario vend ses surplus d'énergie à d'autres territoires à un prix plus élevé que celui qu'il lui en coûte pour produire cette énergie. Alors pourquoi dit-on parfois que l'Ontario vend ses surplus à perte? Cette question provient de la confusion entre le coût qui permet d'avoir un article disponible et le coût d'utilisation de cet article à un moment précis. Les économistes nomment ce concept la « différence entre le coût moyen et le coût marginal ».

L'Ontario vend ses surplus d'énergie à un prix plus élevé que celui qu'il lui en coûte pour produire cette énergie.

Vendons-nous nos surplus d'électricité à perte? Non, pas du tout.

Pour comprendre la différence entre le coût moyen et le coût marginal, prenons l'exemple d'une voiture familiale. L'Association canadienne des automobilistes estime le coût annuel de conduite d'une voiture compacte en Ontario à environ 7 500 $, en fonction d'un kilométrage de 20 000 km par année, si la voiture est conservée pendant 5 ans. La somme de 7 500 $ comprend le paiement mensuel de la voiture, les assurances, l'entretien, le permis de conduire et l'immatriculation, qui sont des montants relativement fixes, que la distance parcourue soit grande ou petite. Le coût moyen approximatif de la conduite s'élève à 38 $ par 100 km[9], dont 8 $ pour le carburant.

Imaginons maintenant que votre ami, très bon conducteur, vous demande d'emprunter votre voiture pour faire des commissions occasionnelles, le soir, lorsque vous n'utilisez pas votre voiture. Votre ami offre de payer 20 $ par tranche de 100 km pour l'utilisation de votre voiture. Perdez-vous de l'argent en laissant votre ami utiliser votre voiture?

L'entente est avantageuse pour votre ami et aussi pour vous. La somme de 20 $ que votre ami offre est inférieure au montant de 38 $ qui correspond au coût moyen pour 100 km, mais le coût excédentaire (ou marginal) qu'il vous en coûterait pour parcourir ces 100 km supplémentaires n'est que de 8 $ environ, ce qui vous ferait un revenu supplémentaire de 12 $ par tranche de 100 km.

Il s'agit essentiellement de ce que fait l'Ontario lorsqu'il exporte ses surplus d'énergie. Selon la moyenne du coût entier du réseau d'électricité par kWh généré dans une année, il semble que l'Ontario exporte à perte, mais ce n'est pas le cas. L'Ontario doit payer tous les coûts fixes du réseau d'électricité de toute façon, uniquement pour avoir l'électricité à sa portée au moment où il le désire. Le coût des surplus d'énergie exportés qui excède les coûts fixes est faible ou nul parce que :

- les coûts d'exploitation des centrales produisant de l'énergie renouvelable sont extrêmement bas;
- les coûts d'exploitation des centrales nucléaires demeurent pratiquement les mêmes, que ces dernières produisent de l'énergie ou non.

Donc, l'importateur et l'exportateur en sortent tous deux gagnants parce que les territoires importateurs paient davantage à l'Ontario que les faibles coûts qu'il en coûte pour produire précisément ces surplus exportés.

Pour calculer le « coût unitaire moyen » de l'électricité en Ontario, il faut diviser le total des coûts du réseau d'électricité de l'Ontario par le total de la demande en électricité de l'Ontario. Tel qu'il est illustré à la figure 7.6, les surplus d'électricité sont exportés à un coût inférieur à ce coût annuel **moyen**[10], ce qui est logique d'un point de vue financier, car, comme dans le cas de la voiture familiale, les exportations se font à un coût marginal plus élevé que le coût de production.

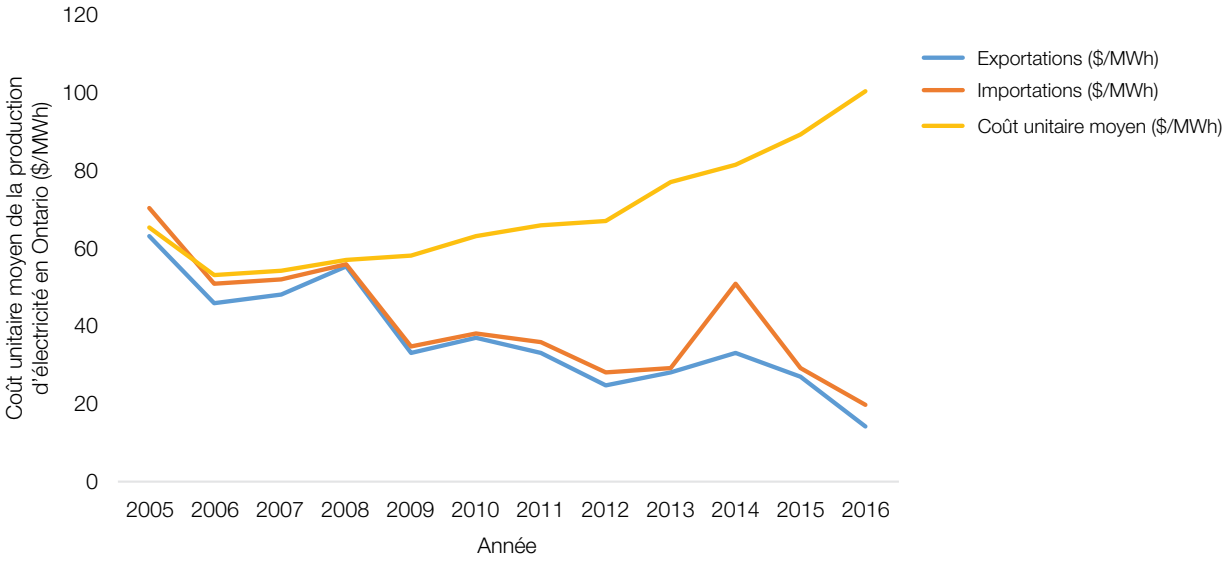


Figure 7.6. Comparaison du coût unitaire moyen de production de l'électricité et du coût d'exportation moyen

Source : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 12 janvier 2018.

Autrement dit, l'Ontario exporte l'électricité à un prix plus bas que ce que les abonnés ontariens paient habituellement parce que la province doit couvrir la totalité des coûts du réseau d'électricité, tandis que les exportations n'ont qu'à couvrir un peu plus que les coûts marginaux des surplus d'électricité.

Selon le fonctionnement du marché de l'électricité, les surplus d'électricité sont exportés sans le rajustement global (RG). La composante production du coût de l'électricité payé par les abonnés résidentiels et commerciaux de l'Ontario comprend deux éléments, soit le prix horaire de l'énergie en Ontario (PHEO) et le rajustement global (RG). La partie RG du coût de production a augmenté au cours des dernières années, pour atteindre environ 85 % en 2016, parce que l'Ontario produit beaucoup d'énergie (énergie nucléaire et énergies renouvelables) à un très faible coût marginal[11]. Le PHEO, c'est-à-dire le prix de gros de l'électricité, est déterminé par l'offre et la demande en temps réel sur le marché de l'électricité. Si le marché présente une production excédentaire à faible coût marginal, l'offre surpasse largement la demande et le PHEO diminue; ce dernier peut même devenir nul ou négatif. L'Ontario peut vendre ses surplus d'électricité à ses voisins lorsque le PHEO est inférieur au coût marginal de production des autres territoires. Les voisins de l'Ontario paient uniquement le PHEO et non le RG[12]. Voir la partie Q9 pour obtenir de plus amples renseignements sur les modifications du prix de l'électricité.

La province doit couvrir la totalité des coûts du réseau d'électricité, tandis que les exportations n'ont qu'à couvrir un peu plus que les coûts marginaux.

Pourquoi le prix d'exportation ne comprend-il pas le rajustement global?

Pourquoi le RG n'est-il pas facturé aux clients importateurs alors qu'il est compris dans les tarifs d'électricité de tous les Ontariens? Le RG couvre la différence entre les prix payés par les producteurs ayant un contrat à long terme ou les tarifs réglementés et le prix (plus bas) courant (voir la partie $ Q9 pour en savoir davantage). Ces coûts ont été engagés pour construire les infrastructures électriques répondant aux besoins de l'Ontario, c'est-à-dire pour répondre aux besoins en puissance de la province, assurer la fiabilité et appuyer les objectifs de développement environnemental et économique de la province. L'Ontario a un droit prioritaire sur son électricité : si nécessaire, les exportations sont interrompues pour répondre aux besoins provinciaux[13]. Étant donné que les exportations ne sont pas assujetties à une puissance garantie, le prix de celles-ci ne comprend pas le RG[14].

De toute façon, le fait de facturer le RG pour les exportations ne réduirait pas les coûts pour les Ontariens. Les niveaux d'exportation sont hautement sensibles aux changements de prix puisque les transactions sont effectuées au prix marginal[15]. Une hausse du prix des exportations, soit en changeant le tarif pour le transport des exportations ou en ajoutant une partie ou la totalité du RG, ferait probablement baisser considérablement le volume d'exportations (bien que la SIERE n'ait fait aucune analyse récente en fonction des circonstances précises en Ontario)[16]. Dans ce cas, la province ne gagnerait pas les revenus qu'elle gagne actuellement et qui compensent ce qui serait autrement ajouté au RG. De plus, elle serait peut-être obligée de trouver des solutions plus coûteuses pour réduire ses surplus d'électricité, par exemple en mettant hors service des réacteurs nucléaires pendant plusieurs jours consécutifs.

Au total, les exportations ont injecté 236 millions de dollars pour réduire les coûts du réseau d'électricité de l'Ontario en 2016.

Tant et aussi longtemps que l'Ontario vendra ses surplus d'électricité à un prix supérieur à son coût marginal, l'exportation de l'électricité constituera un avantage financier pour la province. Depuis 2005, les revenus nets tirés des exportations ont totalisé près de 8 milliards de dollars[17]. Sans les exportations, la majeure partie de cette somme aurait été ajoutée aux coûts de l'électricité de l'Ontario.

En de rares occasions, le PHEO est négatif et les autres territoires sont payés pendant un court moment pour consommer l'électricité de l'Ontario afin que la province évite d'importants coûts d'arrêt de production. Ces paiements liés au PHEO négatif sont très petits par rapport aux revenus nets tirés de l'exportation, soit environ 3 millions de dollars et 576 millions de dollars, respectivement, en 2016[18]. Au total, les exportations ont injecté 236 millions de dollars pour réduire les coûts du réseau d'électricité de l'Ontario en 2016, plus précisément, pour réduire le RG[19].

À l'échelle mondiale, il existe des avantages environnementaux à exporter les surplus d'électricité plutôt que de réduire la production de l'Ontario, puisque les exportations serviront souvent à remplacer la production issue des combustibles fossiles au Michigan ou à New York, les principales destinations des exportations ontariennes.

Restriction ou gaspillage d'électricité

Pour provoquer la réduction ou l'arrêt de la production d'électricité, ce qui constitue une restriction, on déverse l'eau aux centrales hydroélectriques, on détourne la vapeur des turbines aux centrales nucléaires (ou on arrête complètement la production) et on diminue ou on arrête la production issue des ressources renouvelables (comme l'énergie éolienne et solaire) reliées au réseau. Dans ces circonstances, la production potentielle d'électricité à

coût marginal nul est inutilisée ou gaspillée[20]. Une petite quantité d'électricité issue du gaz naturel provenant des producteurs d'électricité autonomes (PEA) faisait aussi l'objet de restrictions[21].

La figure 7.7 présente le volume d'électricité qui a fait l'objet de restrictions dans la province, par source de production, depuis 2011.

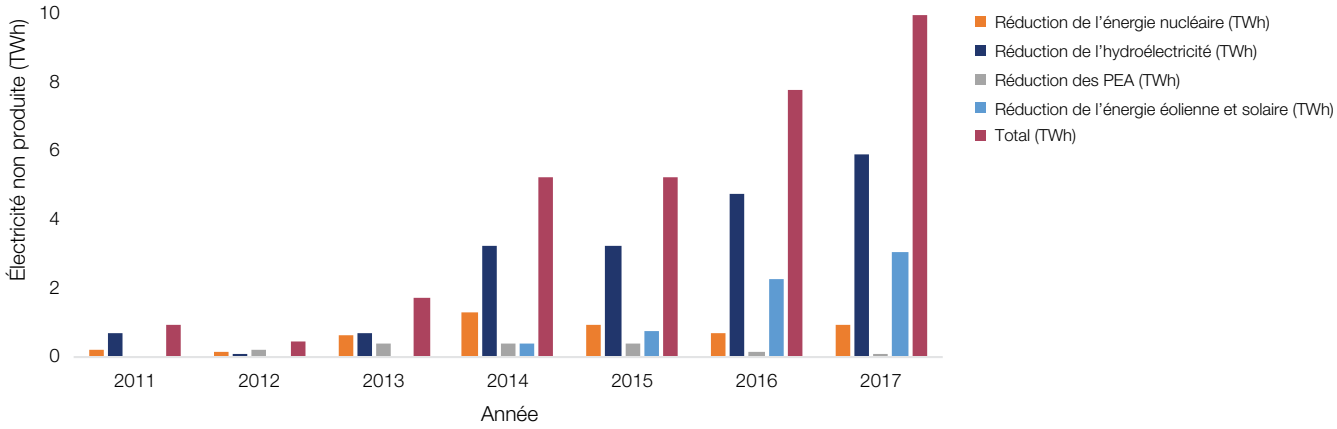


Figure 7.7. Restrictions liées à la production d'électricité en Ontario, par source de production, 2011-2017

Remarque : Les données pour 2017 s'arrêtent en novembre 2017, à l'exception de celles relatives à l'hydroélectricité (fournies par OPG). Les restrictions liées à l'énergie éolienne et solaire ont commencé après 2013. PEA signifie « producteurs d'électricité autonomes »; leur production est issue du gaz naturel.

Source : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 31 janvier 2018. Ontario Power Generation, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 6 février 2018.

Une restriction survient en réponse à un signal de prix courant. Les producteurs, peu importe le type, reçoivent habituellement une compensation pour leur production restreinte, alors l'avis de restriction ne les touche pas beaucoup[22]. La figure 7.8 affiche le montant total annuel payé par la SIERE jusqu'à maintenant aux producteurs pour une production restreinte.

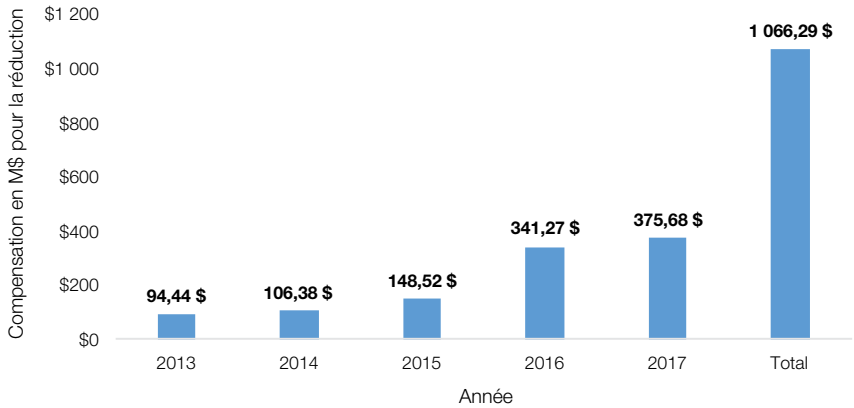


Figure 7.8. Paiements aux producteurs à titre de compensation pour production restreinte en Ontario, 2013-2017

Remarque : La SIERE a présenté les paiements pour production restreinte selon un total annuel et non par producteur.

Les restrictions liées à l'énergie éolienne et solaire ont commencé en 2013. Les paiements à titre de compensation pour production restreinte se rapportent précisément aux contrats gérés par la SIERE et comprennent les restrictions qui sont survenues pour la PBE de l'énergie nucléaire, la PBE de l'énergie hydroélectrique ainsi que l'énergie solaire et l'énergie éolienne. Ces paiements ne comprennent pas les ajustements pour production excédentaire des actifs réglementaires d'OPG autorisés par la Commission de l'énergie de l'Ontario. Les paiements pour 2017 vont uniquement jusqu'en septembre 2017.

Source : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 31 janvier 2018.

Sur le marché actuel, lorsqu'il y a un surplus d'électricité, la production d'hydroélectricité est habituellement arrêtée en premier, suivie des énergies éolienne et solaire, puis de l'énergie nucléaire . Lorsque le PHEO tombe sous le seuil de la redevance sur le revenu brut (impôt), OPG, qui détient et exploite la plupart des centrales hydroélectriques de la province, déverse une partie de l'eau plutôt que de l'utiliser pour produire de l'électricité. La capacité d'OPG à déverser l'eau dépend d'autres facteurs, notamment le niveau d'eau, les exigences de sécurité publique et autres restrictions réglementaires[24]. Comme le montre la figure 7.9, les déversements d'eau ont connu une pointe en 2016, en partie en raison de niveaux d'eau plus élevés[25].

Outre les déversements d'eau, la SIERE peut aussi réduire la production d'électricité provenant de l'énergie renouvelable (essentiellement éolienne) et de l'énergie nucléaire. Pour des raisons liées à l'exploitation, la production éolienne est normalement restreinte avant la production nucléaire.

Les restrictions quant à la production nucléaire peuvent se faire de deux façons, soit en détournant la vapeur à l'extérieur des turbines dans une boucle fermée, soit en fermant complètement le réacteur. Si un réacteur est fermé complètement, il doit le demeurer pendant 48 à 96 heures[26]. Le détournement de la vapeur est une option qui offre davantage de souplesse, mais la production des unités d'exploitation ne peut être réduite que selon de grands blocs de 300 MW à la fois, pour une durée limitée seulement. Cette situation signifie que pour toute production supplémentaire qui devrait compenser les plus petites différences, il pourrait être nécessaire d'avoir recours à la production d'une centrale au gaz qui est plus coûteuse et qui entraîne des émissions de GES[27].

La production éolienne est interrompue avant que la province n'envisage de diminuer la production nucléaire puisque la production issue des énergies renouvelables est souple (réponse rapide, répartition à intervalles de cinq minutes, ajustements possibles selon de petits échelons)[28], ce qui est possible uniquement depuis 2013.[29] Depuis, les restrictions liées à la production éolienne se sont avérées une mesure souple et efficace de réagir aux surplus ainsi que d'assurer la fiabilité du réseau. Grâce à ces changements, la SIERE est non seulement en mesure de diminuer le gaspillage d'électricité, mais aussi d'éviter le recours aux centrales au gaz[30].

Les restrictions liées à la production éolienne qui sont privilégiées par la SIERE font paraître l'énergie éolienne plus chère qu'elle ne l'est en réalité.

La capacité de la SIERE à restreindre la production éolienne et le changement subséquent de la règle qui priorise la restriction de l'énergie éolienne avant le détournement de vapeur des réacteurs nucléaires[31] expliquent les tendances différentes en matière de restrictions au cours des dernières années; les restrictions liées à l'énergie éolienne ont diminué légèrement depuis 2014, tandis que celles liées à l'énergie éolienne ont considérablement augmenté, soit une hausse de plus de 200 % de 2015 à 2016[32].

Quel est l'avenir des surplus d'électricité?

Selon le document Perspectives sur 18 mois de la SIERE, les surplus actuels de la province se poursuivront à court et à moyen terme. La SIERE s'attend à ce que l'ampleur et la fréquence des surplus diminuent, du moins temporairement, en raison des remises à neuf du secteur nucléaire lancées en 2016 et qui soustrairont une grande quantité de la production de base du réseau[33]. À long terme, le volume de surplus dépendra des choix effectués pour le réseau énergétique de la province.

Il est clair que les surplus actuels constituent le gaspillage d'une grande quantité d'énergie propre. La figure 7.9 présente les restrictions liées à la production d'énergie éolienne, nucléaire et hydroélectrique en 2016. Le grand volume de restrictions imposées à la production éolienne (environ 17 % de réduction potentielle en 2016) a une incidence apparente sur le coût de l'énergie éolienne

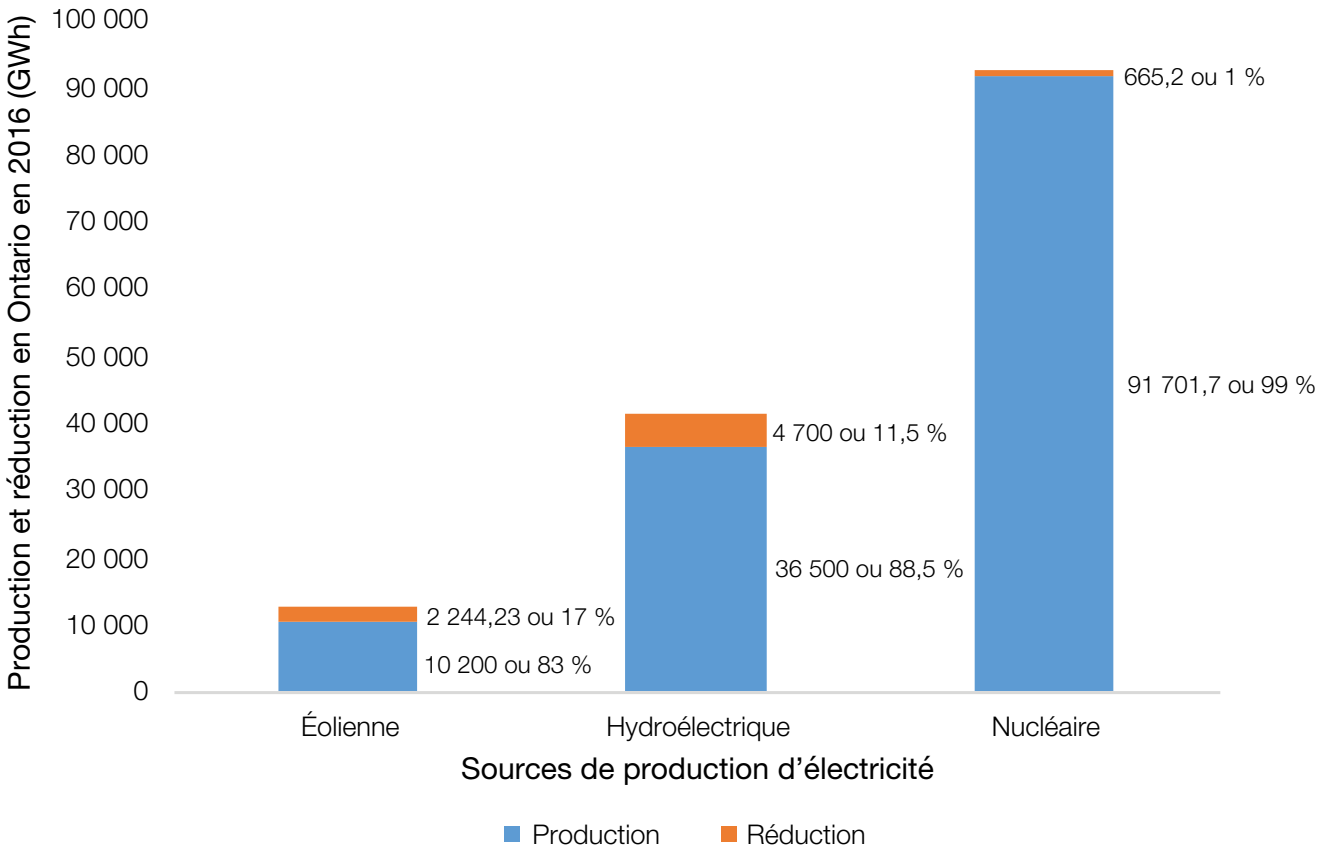


Figure 7.9. Restrictions en pourcentage de la production éolienne, hydroélectrique et nucléaire du réseau de l'Ontario en 2016

Source : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, « Year-End Data », en ligne, [www.ieso.ca/corporate-ieso/media/year-end-data] (consulté le 5 mars 2018). Ontario Power Generation, « Financial Reports », en ligne, [www.opg.com/about/finance/pages/financial-reports.aspx] (consulté le 5 mars 2018). Ontario Power Generation, renseignement remis à la CEO en réponse à sa demande, le 6 février 2018.

de l'Ontario puisque l'énergie qui a été soumise à une restriction est exclue du calcul du coût unitaire effectué par la SIERE. Autrement dit, les restrictions liées à la production éolienne qui sont privilégiées par la SIERE font paraître l'énergie éolienne plus chère qu'elle ne l'est en réalité (voir la partie $ Q9).

Les surplus d'électricité pourraient-ils être mieux utilisés afin que les Ontariens puissent en tirer profit à court et à long terme? Dans la partie Q16, la CEO traite de mesures avant-gardistes pour utiliser les surplus d'électricité, comme le stockage de l'électricité, les véhicules électriques, les politiques tarifaires novatrices et la technologie de conversion d'électricité en gaz.

Notes de fin de chapitre

1. La définition officielle de la production de base établie par la SIERE s'appuie sur ce qui est disponible : énergie nucléaire, production d'hydroélectricité au fil de l'eau, producteurs autonomes, producteur en service et production d'énergie intermittente et variable (y compris l'énergie éolienne et solaire). Certaines centrales au gaz font partie de la catégorie des producteurs autonomes. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, Forecast Surplus Baseload Generation, en ligne, [www.ieso.ca/weather/mkt4/sbg/SurplusBaseloadGen_h3.pdf] (consulté le 7 mars 2018).
2. Les exportations ne sont pas comprises dans le document Forecast Surplus Baseload Generation. Toutefois, une évaluation distincte aborde la façon dont la PBE pourrait être réglée au moyen des exportations.
3. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, Module 1: State of the Electricity System: 10-Year Review, présentation, août 2016, diapo 8.
4. OPG n'a fourni aucune mesure quantitative concernant la capacité des réservoirs puisqu'il s'agit de renseignements commerciaux de nature délicate. La capacité de stockage de la centrale Beck est théorique; la capacité de stockage réelle est fondée sur les conditions du marché et aussi sur les conditions hydrologiques à la centrale Beck (ONTARIO POWER GENERATION, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 6 février 2018).
5. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, Module 1: State of the Electricity System: 10-Year Review, présentation, août 2016, diapo 24.
6. Dans son rapport de 2017, l'Ontario Society of Professional Engineers (OSPE) a présenté une méthode pour faire la distinction entre le total des exportations d'électricité et les exportations d'électricité propre. L'OSPE a analysé la charge d'électricité sur une période de 21 mois; après avoir tenu compte des 900 MW de production quotidienne issue du gaz (pour la souplesse du réseau) et du reste de la production utilisée par la province, elle a conclu que le reste de l'électricité produite qui était exportée correspondait à une production propre. Toute production supplémentaire issue du gaz est également exportée, mais elle ne se situe pas dans la catégorie des exportations propres. L'OSPE a utilisé cette analyse pour appuyer ses arguments selon lesquels la majorité des exportations de l'Ontario sont issues d'une production propre qui devrait être utilisée plus efficacement par la province. (ONTARIO SOCIETY OF PROFESSIONAL ENGINEERS, Empower Ontario's Engineers to Obtain Opportunity, An Analysis of Ontario's Clean Electricity Exports, Toronto, novembre 2017, p. 7.)
7. Ibid., p. 6.
8. Ibid.
9. ASSOCIATION CANADIENNE DES AUTOMOBILISTES, « Coûts d'utilisation d'un véhicule », en ligne, [http://www.caa.ca/carcosts/fr] (consulté le 5 mars 2018).
10. La province peut aussi vendre l'énergie produite par les centrales de pointe au gaz naturel lors de périodes de pointe.
11. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, « Global Adjustment », en ligne, [www.ieso.ca/en/power-data/demand-overview/historical-demand] (consulté le 5 mars 2018).
12. En fait, les exportations sont assujetties au prix d'équilibre, qui peut différer du PHEO si une interconnexion est surchargée. (SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 12 janvier 2018.)
13. ONTARIO SOCIETY OF PROFESSIONAL ENGINEERS, Empower Ontario's Engineers to Obtain Opportunity, An Analysis of Ontario's Clean Electricity Exports, Toronto, novembre 2017, p. 8.
14. Il existe une exception concernant l'accès aux exportations dans le cadre de l'entente conclue entre l'Ontario et le Québec, selon laquelle le Québec a un droit ferme sur 500 MW de puissance ontarienne en hiver. La SIERE a aussi étudié la possibilité d'exporter des puissances garanties ontariennes dans d'autres territoires à court terme, au cas où cette production ne serait pas requise pour assurer la fiabilité du réseau. Grâce au marché de l'exportation, étant donné que les puissances garanties ont une plus grande valeur pour le territoire importateur, ce scénario permettrait aux producteurs ontariens de gagner des revenus supplémentaires qui n'auraient pas à être recouvrés par les abonnés de l'Ontario. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, « Market Renewal – Capacity Exports », en ligne, [www.ieso.ca/en/sector-participants/market-renewal/capacity-exports] (consulté le 9 mars 2018).
15. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, Export Transmission Service (ETS) Tariff Study, Toronto, mai 2012, p. 5.
16. Ibid., p. 44. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 12 janvier 2018.
17. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 12 janvier 2018.

Année	Revenus d'exportation (en millions de dollars)
2005	664
2006	557
2007	633
2008	1 296
2009	324
2010	629
2011	484
2012	441
2013	582
2014	721
2015	682
2016	576
2017 (jusqu'en octobre)	430
Total	8 019

18. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 12 janvier 2018.

19. Du montant de toutes les heures d'exportations, environ 19 millions de dollars ont servi à éponger les suppléments pour le marché et 40 millions, à éponger les frais de transport. Le solde de 177 millions de dollars provient des exportations lors de périodes creuses. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 5 mars 2018.

20. COMMISSAIRE À L'ENVIRONNEMENT DE L'ONTARIO, « Surplus Baseload Generation in Ontario », en ligne, [eco.on.ca/blog/surplus-baseload-electricity-generation-in-ontario/] (consulté le 5 mars 2018).

21. Ces producteurs font leurs propres horaires dont la production ne peut être répartie par la SIERE sur le marché de l'électricité; des mesures hors marchés ont donc été entreprises. Idéalement, ces producteurs seraient les premiers à subir des restrictions en périodes de surplus puisqu'ils utilisent du carburant et émettent des GES. Les PEA ne subissent presque plus de restrictions depuis les dernières années, vraisemblablement parce qu'elles ne contribuent plus à la PBE étant donné que leur contrat est arrivé à échéance ou qu'il a été renégocié pour rendre leur production utilisable sur le réseau. (SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 12 janvier 2018.)

22. Toute perte financière engagée par OPG en raison d'un tel déversement d'eau à une centrale hydroélectrique est compensée par le compte d'écarts de production hydroélectrique de base excédentaire, qui a été autorisé en 2011 par la Commission de l'énergie de l'Ontario pour toutes les centrales hydroélectriques réglementées d'OPG afin de tenir compte de l'incidence financière de la production abandonnée (ONTARIO POWER GENERATION, Rapport annuel 2015, Toronto, 2016, p. 154). Les derniers états financiers d'OPG (à ce jour) indiquent un solde positif de 210 millions de dollars pour le compte d'écarts, soit une hausse de 85 % par rapport au moment correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse du compte d'écarts comprend les intérêts et tient compte de la soustraction de l'amortissement (ONTARIO POWER GENERATION, États financiers consolidés, Toronto, 31 décembre 2016, p. 30).

23. ONTARIO POWER GENERATION, Rapport de gestion, Toronto, 31 décembre 2016, p. 10; ONTARIO POWER GENERATION, renseignement remis à la CEO en réponse à sa demande, le 6 février 2018.

24. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, Dispatch Order for Baseload Generation: A Discussion Paper for Stakeholder Engagement 91 (Renewable Integration), Toronto, 2 novembre 2011, p. 11.

25. Le rapport indique également qu'en 2016, les exportations de la province ont été limitées en raison de contraintes de transport dans l'État de New York. Selon le même rapport, les déversements d'eau devraient connaître une tendance à la baisse, en raison d'une moins grande disponibilité de l'énergie nucléaire découlant des remises en état des centrales de Darlington et de Bruce ainsi que de la fermeture de la centrale de Pickering (ONTARIO POWER GENERATION, Rapport annuel 2015, Toronto, 2016, p. 19).

26. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, Dispatch Order for Baseload Generation: A Discussion Paper for Stakeholder Engagement 91 (Renewable Integration), Toronto, 2 novembre 2011, p. 9.

27. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, Floor Price Review, Overview of Engagement, présentation, juillet 2015, diapo 10.

28. La SIERE a la possibilité de le faire au moyen d'une règle fixant un prix d'offre minimal différent pour la production nucléaire et la production éolienne. Le prix d'offre minimal de la production éolienne est supérieur à celui de la production nucléaire, ce qui signifie qu'à mesure que le prix de l'électricité descend sur le marché de gros en période de surplus, il descendra tout d'abord sous le prix d'offre de la production éolienne, entraînant la baisse de la production éolienne.

29. Auparavant, la SIERE n'était pas en mesure de restreindre la production éolienne, comme il est abordé dans la partie Q6. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, « Year End Data », en ligne, [www.ieso.ca/corporate-ieso/media/year-end-data] (consulté le 5 mars 2018).

30. COMMISSAIRE À L'ENVIRONNEMENT DE L'ONTARIO, « Surplus Baseload Generation in Ontario », en ligne, [eco.on.ca/blog/surplus-baseload-electricity-generation-in-ontario/] (consulté le 5 mars 2018).

31. Ce changement de règle fait passer le prix d'offre minimal de la production éolienne au-dessus de celui du détournement de vapeur aux centrales nucléaires, ce qui signifie que la diminution de la production éolienne sera choisie avant le détournement de la vapeur. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, « Floor Price Review », en ligne, [www.ieso.ca/sector-participants/engagement-initiatives/engagements/completed/floor-price-review] (consulté le 5 mars 2018).

32. Une puissance de 0,73 TWh provenant des énergies renouvelables a été soumise à une restriction en 2015; en 2016, ce chiffre s'élève à 2,24 TWh. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, « Year End Data », en ligne, [www.ieso.ca/corporate-ieso/media/year-end-data] (consulté le 5 mars 2018).

33. Le rapport indique que le réseau pourra être équilibré lors d'une PBE au moyen de mécanismes comme l'ordonnancement des interconnexions, la diminution (restriction) de la production hydroélectrique et renouvelable, l'exécution de manœuvres ou l'arrêt de la production aux centrales nucléaires, l'arrêt des importations (rare) et les restrictions des transits d'énergie simultanés liés au besoin. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, 18-Month Outlook: An Assessment of the Reliability and Operability of the Ontario Electricity System, From January 2018 to June 2019, Toronto, décembre 2017, p. 29-31.

LES RÉPERCUSSIONS SUR LES PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ

QUESTION 8

À combien s'élève le prix de l'électricité en Ontario?

De 2006 à 2016, la facture d'électricité moyenne des abonnés résidentiels de l'Ontario a augmenté de 19 %.

En 2016, soit avant l'instauration du Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables, les Ontariens avaient le plus haut tarif d'électricité au Canada, lequel était quand même inférieur à celui de certains États américains et à la plupart des pays d'Europe. En 2017, avec le Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables en place, les abonnés résidentiels ontariens ont commencé à payer moins cher que bien des Canadiens dans les provinces de l'Atlantique et en Saskatchewan, mais seule une part d'environ 80 % des coûts d'exploitation du réseau d'électricité est payée par les abonnés actuels; l'autre part est financée par des impôts ou des emprunts qui seront payés par les futurs clients.

Dans l'ensemble, les coûts énergétiques résidentiels en Ontario, y compris ceux pour le gaz naturel et les autres carburants, se situent dans la moyenne canadienne étant donné que, comparativement aux autres provinces, les Ontariens font davantage appel aux combustibles fossiles qu'à l'électricité pour le chauffage de l'eau et des locaux. Cependant, les abonnés qui utilisent le chauffage par résistance électrique reçoivent une facture d'électricité élevée en hiver.

Avis aux lecteurs : Afin de comparer des pommes avec des pommes, toutes les comparaisons de coûts historiques de cette section sont en dollars indexés de 2016. Par conséquent, tous les coûts ont été ajustés à la valeur de 2016 et tiennent compte de l'inflation. Par exemple, la valeur de 1 $ en 2006 pour un article est ajustée à 1,17 $, soit la valeur en dollars indexés de 2016.

Table des matières

LES FAITS EN DÉTAIL 114

Les coûts d'électricité devaient augmenter, et c'est ce qui s'est produit 114

Tout le monde n'est pas dans la moyenne. 116

Pauvreté énergétique 116

Où en sommes-nous maintenant? 117

Comprendre votre facture d'électricité résidentielle 119

Que vient faire le rajustement global dans l'équation? 120

Facture énergétique totale pour une résidence 121

Entreprises. 122

Les factures d'électricité ne paient pas la totalité des coûts. 123

Conclusion. 124

Notes de fin de chapitre 125

Les faits en détail…

Les coûts d'électricité devaient augmenter, et c'est ce qui s'est produit

Comme il a été abordé à la partie Q5, l'offre d'électricité de l'Ontario a atteint sa limite au milieu des années 2000. Dès 2006, l'Ontario a commencé à rendre son réseau électrique moins polluant et à en améliorer la fiabilité en effectuant d'importants investissements en économie d'énergie et dans de nouvelles méthodes de production d'électricité de toutes sortes. Par conséquent, les tarifs ont commencé à augmenter. Les causes de ces augmentations sont examinées à la partie Q9.

De 2006 à 2016, le coût unitaire moyen d'électricité (par kilowattheure [kWh]) en Ontario a connu une hausse de 45 % (voir figure 8.1), passant de 10 à 15 ¢/kWh[1], ce qui comprend les coûts pour :

- **production** (construction, exploitation et démantèlement des installations de production d'électricité);
- **transport** (construction, exploitation et entretien des lignes électriques haute tension et des infrastructures connexes);
- **distribution** (construction, exploitation et entretien des lignes électriques basse tension et des infrastructures connexes);
- **coûts liés au marché de gros** (coût de gestion du marché de l'électricité et de maintien de la fiabilité du réseau);
- **économie** (programmes d'économie d'électricité, y compris les mesures incitatives pour les participants et les frais d'administration);
- **liquidation de la dette** (coût de remboursement de la dette qu'Ontario Hydro a accumulé avant 2006).

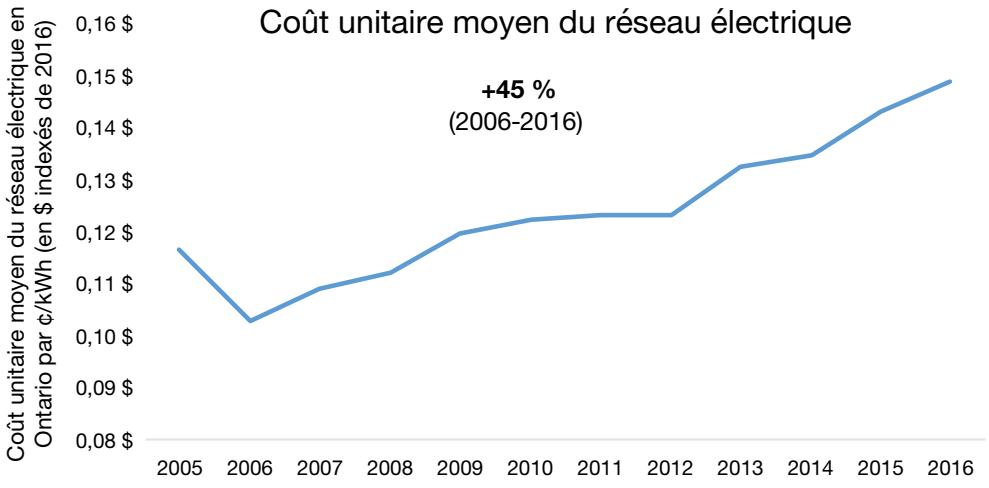


Figure 8.1. Coût unitaire moyen du réseau électrique en Ontario par ¢/kWh, en dollars réels de 2016, 2006-2016

Remarque : Les données représentent le coût réel du réseau (coût total du service d'électricité divisé par la demande totale d'électricité en Ontario); aucune donnée n'est disponible concernant la période avant 2005. En 2005, des températures inhabituelles et des conditions d'approvisionnement limitées ont mené à une très forte demande et à des prix records sur le marché de l'électricité. La demande en Ontario a atteint un sommet de 157 TWh, ce qui a fait de l'Ontario un importateur net d'électricité. En 2006, la puissance installée des centrales a augmenté et la demande de l'Ontario a diminué de 6 TWh, passant à 151 TWh. Le coût de l'électricité a diminué et l'Ontario est revenu à sa situation d'exportateur net d'électricité.

Source : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, janvier 2018.

La hausse de 45 % du coût unitaire de l'électricité de 2006 à 2016 présentée à la figure 8.1 comprend tous les coûts du réseau; cependant, les factures résidentielles n'ont pas augmenté au même rythme. Les factures résidentielles ont diminué en raison de la baisse de la consommation (sujet abordé ci-dessous) et de l'octroi de subventions aux contribuables (question traitée plus loin dans le présent chapitre). Les factures des grandes entreprises et industries sont différentes; elles seront abordées plus loin dans le chapitre.

De 2006 à 2016, la moyenne des factures résidentielles en Ontario a augmenté de 19 %, soit une hausse plus rapide que pour le reste des Canadiens[2]. En 2017, principalement en raison du Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables, la moyenne des factures d'électricité résidentielles de l'Ontario était 13 % inférieure à ce qu'elle était en 2006 (voir la figure 8.2).

De 2006 à 2016, la hausse du coût de l'électricité a été partiellement contrebalancée par une baisse de la consommation d'électricité moyenne des ménages[3]

La hausse du coût de l'électricité a été partiellement contrebalancée par une baisse de la consommation d'électricité moyenne des ménages.

malgré une augmentation du recours à la climatisation[4]. Les programmes d'économie d'énergie ont favorisé cette baisse, tout comme la construction d'édifices et la production d'équipement et d'appareils éconergétiques. Jusqu'en 2009, la Commission de l'énergie de l'Ontario chiffrait la consommation moyenne des ménages en Ontario à 1 000 kWh/mois[5]. En 2009, la Commission a déterminé qu'un ménage de l'Ontario utilisait en moyenne 800 kWh/mois. Puis en 2016, elle indiquait que la consommation d'électricité moyenne d'une résidence typique en Ontario s'élevait désormais à seulement 750 kWh par mois[6]. (Pour en savoir davantage sur l'évolution de la demande d'électricité en Ontario, voir la partie Q3.)

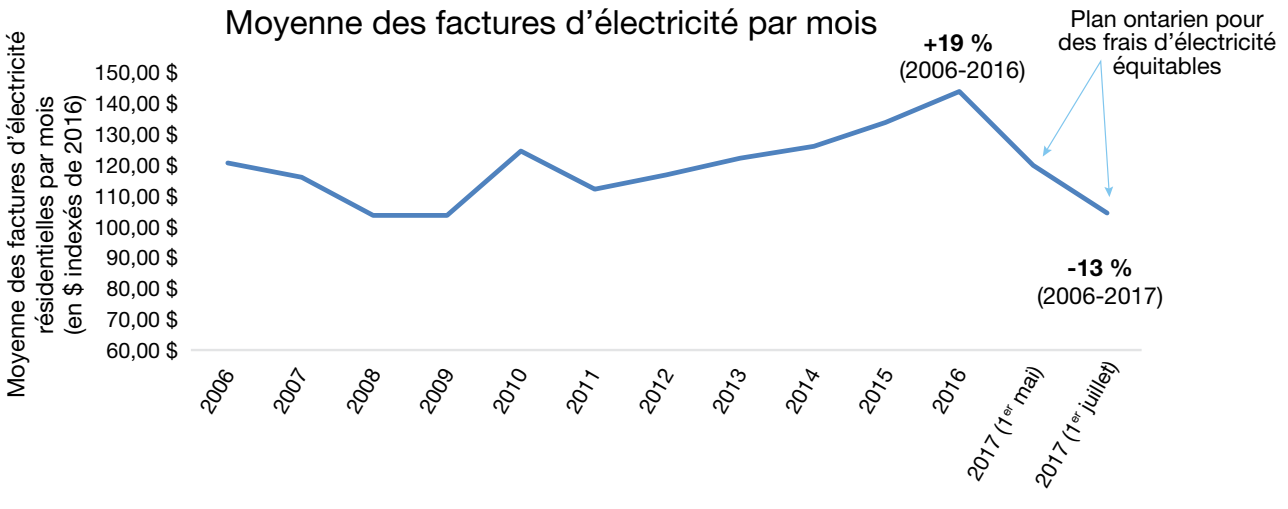


Figure 8.2. Changement de la moyenne des factures d'électricité résidentielles en Ontario, en dollars indexés de 2016, 2006-2017

Remarque : La CEO a ajusté les valeurs à l'aide de la feuille de calcul de l'inflation de la Banque du Canada afin de tenir compte de l'inflation. La moyenne des factures d'électricité est fondée sur la consommation moyenne de la catégorie tarifaire résidentielle et sur la moyenne de tous les tarifs des entreprises locales de distribution (ELD)[7].

Source : Commission de l'énergie de l'Ontario, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, janvier 2018.

Tout le monde n'est pas dans la moyenne

De nombreux abonnés ne paient pas la facture « moyenne » et de nombreux clients n'ont pas une consommation d'électricité « moyenne ».

En fait, différents consommateurs peuvent payer des tarifs différents. Par exemple, les tarifs de distribution varient selon les régions de la province. Les habitants de bien des régions rurales et les gens qui résident sur une réserve ont historiquement payé des coûts plus élevés que la moyenne des frais de distribution, mais le 1er juillet 2017, les clients des Premières Nations logeant sur une réserve ont reçu un crédit de 100 % afin de compenser ces frais de distribution. Depuis le 1er juillet 2017, de nombreux résidents ruraux bénéficient d'un montant moins élevé pour leurs frais de distribution de base maximum par mois[8].

Certains ménages de l'Ontario consomment davantage d'électricité que le résident « moyen ». Par exemple, environ 16 % des résidences utilisent le chauffage par résistance électrique, et certaines de ces résidences sont situées dans des régions froides de la province, où les besoins en chauffage sont particulièrement élevés[9]. D'autres résidents doivent utiliser de l'équipement médical électrique 24 heures par jour.

Certains ménages de l'Ontario consomment davantage d'électricité que le résident « moyen ».

Pour une année, une résidence typique chauffée par résistance électrique (fournaise ou plinthes électriques) peut consommer jusqu'à trois fois plus d'électricité qu'une résidence identique qui utiliserait le gaz naturel pour chauffer l'eau et les locaux (voir la figure 8.3)[10]. Puisque l'électricité de l'Ontario est en réalité bien plus chère que le gaz naturel pour une quantité équivalente d'énergie reçue (voir la partie Q15 et la figure 15.6), les systèmes de chauffage par résistance électrique donnent lieu à des factures d'énergie résidentielles plus élevées que la moyenne durant les mois les plus froids de l'hiver[11]. Une thermopompe électrique ne nécessite qu'environ la moitié de l'électricité nécessaire pour un système de chauffage par résistance, mais selon les coûts actuels, il en coûte tout de même plus cher qu'avec du gaz naturel[12].

750 kWh (chauffage au gaz naturel)		2 400 kWh (chauffage à la résistance électrique)	
Numéro de compte : 000 000 000 0000 Numéro de compteur : 0000000		Numéro de compte : 000 000 000 0000 Numéro de compteur : 0000000	
Vos frais		**Vos frais**	
Frais d'électricité		Frais d'électricité	
Période creuse @ 6.5 ¢/kWh	31.69	Période creuse @ 6.5 ¢/kWh	101.40
Période médiane @ 9.5 ¢/kWh	12.11	Période médiane @ 9.5 ¢/kWh	38.76
Période de pointe @ 13.2 ¢/kWh	17.82	Période de pointe @ 13.2 ¢/kWh	57.02
Frais de livraison	52.91	Frais de livraison	95.66
Frais réglementés	3.28	Frais réglementés	9.96
Redevance de liquidation de la dette	0.00	Redevance de liquidation de la dette	0.00
L'exonération de la redevance de liquidation de la dette vous a permis d'économiser X.XX$		L'exonération de la redevance de liquidation de la dette vous a permis d'économiser X.XX$	
Vos frais totaux	**$117.81**	**Vos frais totaux**	**$302.80**
T.V.H.	15.32	T.V.H.	39.08
Remboursement provincial de 8 %	**(-$9.43)**	**Remboursement provincial de 8 %**	**(-$24.22)**
Montant total	**$123.71**	**Montant total**	**$317.94**

Figure 8.3. Échantillon de factures d'électricité mensuelles moyennes pour deux types de consommateurs résidentiels en zone urbaine : 1) chauffage au gaz naturel et 2) chauffage avec plinthes électriques

Remarque : La Commission de l'énergie de l'Ontario utilise une consommation d'électricité mensuelle moyenne de 750 kWh pour un abonné résidentiel ontarien; toutefois, on estime à 2 400 kWh la consommation mensuelle pour chauffer l'eau et les locaux par résistance électrique d'une résidence de taille moyenne. Ces factures incorporent les réductions tarifaires qui découlent du Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables. Les tarifs de Toronto Hydro sont utilisés pour représenter les tarifs typiques de distribution en zone urbaine. Les frais de livraison ne diminuent pas au même rythme que les autres postes parce qu'ils comprennent un volet fixe et un volet variable.

Source : Commission de l'énergie de l'Ontario, « Calculatrice de facture », en ligne, [www.oeb.ca/consumer-protection/energy-contracts/bill-calculator] (consulté le 26 mars 2018).

Pauvreté énergétique

Pour certains clients, une grande consommation d'électricité et les coûts élevés qui en découlent peuvent constituer un fardeau. Un résident est en situation de pauvreté énergétique ou de précarité thermique, lorsqu'il doit consacrer plus de 10 % de ses revenus à sa consommation énergétique domiciliaire[13]. Avec un tel ratio des coûts énergétiques par rapport aux revenus, un abonné pourrait faire face à des choix difficiles concernant ses autres besoins essentiels comme la nourriture, le loyer et les vêtements. Selon le revenu médian de 2015

Les ménages à faible revenu sont plus susceptibles de se retrouver en situation de pauvreté énergétique.

en Ontario, les factures moyennes d'électricité et de gaz naturel mobilisent près de 3,5 % du revenu[14], et ce chiffre passe à près de 5 % pour une résidence chauffée par résistance électrique. Selon les données de 2015, l'Office national de l'énergie (Canada) a déterminé que 7 % des résidents de l'Ontario sont en situation de pauvreté énergétique, comparativement à 13 % dans les provinces de l'Atlantique et à 10 % en Saskatchewan (moyenne pancanadienne de 8 %)[15].

Les ménages à faible revenu sont plus susceptibles de se retrouver en situation de pauvreté énergétique[16], parce que bien souvent ils n'ont pas les moyens ni l'autorisation (ils sont locataires) de rendre leur domicile plus éconergétique. Ces ménages sont donc particulièrement visés par les programmes d'économie d'énergie subventionnés. Pour cette raison, les programmes d'économie d'électricité et de gaz naturel pour les ménages à faible revenu n'ont pas à respecter une évaluation de rentabilité stricte comme la plupart des autres programmes de l'Ontario. Le Programme des services à domicile est un exemple de programme d'économie d'électricité pour les ménages à faible revenu offert aux résidents de l'Ontario; il accorde gratuitement des mises à niveau énergétiques pour les ménages à faible revenu ainsi que de meilleures améliorations (comme l'isolation) dans le cas des résidences chauffées à l'électricité. Les services de gaz naturel offrent également des programmes gratuits pour les clients à faible revenu[17].

Recommandation : Afin d'aider les personnes indûment concernées par les tarifs d'électricité, il faudrait bonifier les programmes de soutien financier pour les Premières Nations et les ménages à faible revenu au moyen de meilleurs programmes d'économie d'énergie afin d'améliorer l'efficacité des maisons chauffées à l'électricité.

La province accorde également un allégement des tarifs pour les abonnés au service d'électricité qui sont vulnérables dans le cadre du Programme ontarien d'aide relative aux frais d'électricité (POAFE). Un abonné admissible peut recevoir sur sa facture un crédit de 35 $ à 75 $/mois; ce crédit est plus élevé pour les ménages ayant des besoins plus grands en électricité, pour le chauffage électrique par exemple, pour atteindre de 52 $ à 113 $/mois. À l'origine, ce programme était financé au moyen des tarifs d'électricité, mais désormais, il est financé par les contribuables[18]. Les résidents qui ne sont pas tout à fait admissibles au POAFE pourront se tourner vers le Fonds pour des frais abordables (fonds de 100 millions de dollars établi dans le cadre du Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables) afin d'obtenir gratuitement des articles de mise à niveau écoénergétique[19].

Où en sommes-nous maintenant? (2016-2017)

De 2015 à 2016, les résidents de l'Ontario ont connu un taux d'augmentation 2,5 fois supérieur à celui de la moyenne pancanadienne[20]. En 2016, le coût par kWh était le plus élevé au Canada pour les clients résidentiels et les grands consommateurs en Ontario[21].

En 2017, l'Ontario a instauré le Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables qui réduit la moyenne des factures d'électricité des abonnés résidentiels et des petites entreprises de 25 %. Cette réduction a été effectuée en deux étapes. En janvier 2017, un crédit de 8 % a été appliqué sur toutes les factures d'électricité et d'autres crédits ont été appliqués en mai et juin 2017 dans le cadre du Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables, ce qui donne lieu à une facture de 25 % inférieure pour un abonné résidentiel typique. De nombreuses fermes et petites entreprises ont aussi bénéficié d'un crédit[22]. Depuis novembre 2017, par rapport à certaines villes, les résidents de l'Ontario ne figurent plus en tête de liste des gens qui paient la facture d'électricité la plus élevée au Canada; ils ont laissé leur place aux habitants de Charlottetown, Regina et Halifax (voir la figure 8.4). Le Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables est abordé plus en détail à la partie Q13.

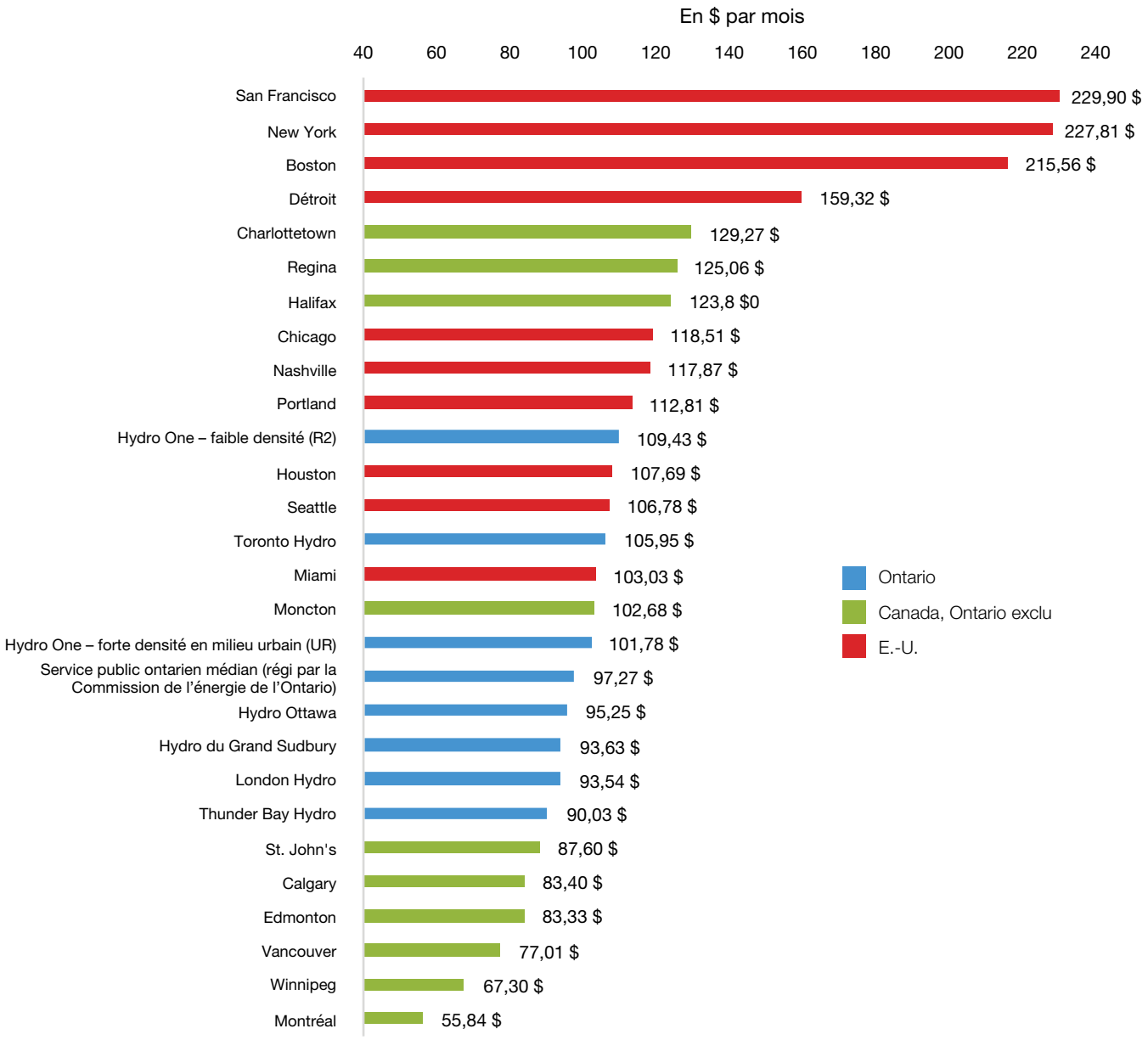


Figure 8.4. Estimation du montant total ($) de la facture résidentielle mensuelle (avant taxe) dans les grandes villes nord-américaines en 2017

Remarque : Les données pour l'Ontario se fondent sur les tarifs d'électricité (en date du 1er novembre 2017) établis pour le plan tarifaire réglementé, selon l'heure de la consommation, ainsi que sur la base de données des tarifs de la Commission de l'énergie de l'Ontario, tandis que les données pour les collectivités hors de l'Ontario se fondent sur un rapport d'Hydro-Québec de 2017. Les données pour l'Ontario figurant dans ce graphique utilisent des habitudes de consommation moyennes de 65 % en période creuse, de 17 % en période médiane et de 18 % en période de pointe pour chaque période de tarification selon l'heure de la consommation. La mesure de 750 kWh est utilisée comme consommation mensuelle d'électricité pour toutes les villes sélectionnées.

Source : Commission de l'énergie de l'Ontario, « Electricity Rate Comparison », en ligne, [cf.oeb.ca/html/_performance/rates_chart_US-CAN_totalbill.cfm] (consulté le 26 mars 2018).

Comprendre votre facture d'électricité résidentielle

La figure 8.5 fournit un exemple du format actuel de la facture d'électricité résidentielle typique en Ontario, y compris les récentes modifications dans le cadre de la Loi de 2017 pour des frais d'électricité équitables[23]. Pour le calcul de la facture, on suppose une consommation d'électricité mensuelle de 750 kWh selon la tarification en fonction de l'heure de consommation[24]. Les factures des abonnés inscrits aux frais fixes par paliers ou ayant un contrat auprès d'un détaillant d'énergie seront légèrement différentes, tout comme les factures des grands consommateurs et des consommateurs industriels[25]. Les abonnés peuvent utiliser la calculatrice de facture sur le site de la Commission de l'énergie de l'Ontario (www.oeb.ca/fr/protection-des-consommateurs/contrats-dapprovisionnement-en-energie/calculatrice-de-facture) pour générer une estimation personnalisée en fonction de l'endroit où ils habitent et de la quantité d'électricité qu'ils consomment.

EXEMPLE DE FACTURE MENSUELLE

Toronto Hydro-Electric System Limited – Principal

Numéro de compte : 000 000 000 0000
Numéro de compteur : 0000000

Frais d'électricité

Électricité	
Période creuse @ 6,5 ¢/kWh	31,69
Période médiane @ 9,5 ¢/kWh	12,11
Période de pointe @ 13,2 ¢/kWh	17,82
Frais de livraison	50,26
Frais réglementés	3,28
Redevance de liquidation de la dette	0,00
Frais totaux d'électricité	**115,16 $**
TVH	14,97
Crédit provincial de 8 %	**(-9,21 $)**
Montant total	**120,92 $**

Figure 8.5. Exemple de facture d'électricité résidentielle mensuelle (Ontario, 2017)

Électricité

Il s'agit du coût des ressources utilisées pour produire l'électricité[26]. Ces frais sont proportionnels à la quantité d'électricité consommée et c'est la seule partie de la facture qui est soumise à la tarification selon l'heure de la consommation. Les tarifs en fonction de l'heure de consommation sont régis par la Commission de l'énergie de l'Ontario et sont révisés tous les 6 mois, soit le 1er mai et le 1er novembre[27]. Les périodes de consommation sont actuellement au nombre de trois (période creuse, médiane et de pointe); elles sont chacune assorties d'un taux différent afin de refléter le fait que l'approvisionnement en électricité coûte plus cher lorsque la demande est élevée. Les intervalles de temps diffèrent l'été et l'hiver puisque les habitudes de consommation changent chaque saison. Les tarifs en fonction de l'heure de consommation ont été réduits en juillet 2017, lorsque le Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables a été mis en œuvre.

Frais de livraison

Il s'agit du coût d'acheminement de l'électricité depuis les centrales électriques par le réseau haute tension (transport) et le réseau de lignes électriques (distribution)[28]. Contrairement aux tarifs d'électricité, qui sont identiques partout en province, les tarifs de distribution varient selon les entreprises locales de distribution (ELD) en fonction de l'âge des infrastructures de l'entreprise, de la densité et de l'emplacement géographique de la zone desservie et du ratio d'abonnés résidentiels par rapport aux autres catégories d'abonnés.

Frais réglementés

Les frais réglementés comprennent le coût des services fournis par la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERÉ) pour exploiter le réseau électrique de l'Ontario et d'autres frais mineurs[29].

Redevance de liquidation de la dette

La redevance de liquidation de la dette était facturée aux abonnés résidentiels pour aider à rembourser la dette restante de l'ancienne société Ontario Hydro[30]. Depuis décembre 2015, la redevance de liquidation de la dette ne figure plus sur les factures résidentielles[31]. La province s'est engagée à annuler la redevance de liquidation de la dette pour tous les autres consommateurs d'électricité d'ici le 1er avril 2018.

Taxe de vente harmonisée et crédit provincial de 8 %

L'électricité est soumise à la taxe de vente harmonisée (TVH). Depuis le 1er janvier 2017, le gouvernement de l'Ontario accorde un crédit de 8 % sur les factures d'électricité[32], ce qui correspond à la portion provinciale de la TVH, dans le cadre du Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables.

Que vient faire le rajustement global dans l'équation?

Lorsqu'il est question des prix de l'électricité, on fait souvent référence au « rajustement global » (RG), généralement en opposition au « prix de vente en gros de l'électricité » ou au « prix horaire de l'énergie en Ontario » (PHEO). Le RA est un terme bien mal compris qui se retrouve comme un élément sur la facture des grands consommateurs d'électricité, mais pas sur les factures résidentielles (où il est inclus dans l'élément « électricité »).

L'addition du prix de gros de l'électricité (c.-à-d., le PHEO) et du RA donne le véritable coût de la production d'électricité en Ontario (sans les coûts de transport ou de distribution ni les frais réglementés, voir la figure 8.6). La distinction entre eux donne un résultat nébuleux de l'interaction entre le marché au comptant (à court terme) de l'électricité et les contrats à long terme (et l'autorisation de frais réglementés) qui permettent de construire des infrastructures d'électricité. Autrement dit, le RA est une méthode non intuitive de décomposer, puis de payer, ce que coûte le réseau d'électricité ontarien.

Lorsque les prix de vente en gros de l'électricité sont faibles, le RG augmente automatiquement pour compenser la différence, et vice versa.

Le producteur d'électricité au coût marginal le plus élevé accepté dans le marché détermine le prix de vente en gros de l'électricité. Le RG tient compte de tous les coûts de production à payer qui ne sont pas inclus dans le prix de vente en gros de l'électricité. Ces coûts de production couvrent tous les aspects de la production d'électricité, y compris l'exploitation, l'entretien, la construction et l'administration. De nos jours, les prix de vente en gros de l'électricité sont souvent bas parce que les énergies nucléaire, éolienne et solaire ont de très faibles coûts marginaux de production. Les centrales au gaz peuvent aussi miser sur le marché au comptant à un prix à peine plus élevé que le prix de leur combustible. Ainsi, le RG récupère la majeure partie des coûts de production.

Une petite portion du RG sert aussi à financer les programmes d'économie d'énergie; cette portion des coûts ne fluctue pas en fonction du prix de base de l'électricité (voir la figure 8.7).

Afin de simplifier les choses, le terme RG revient aussi peu que nécessaire dans le présent rapport. La section 2.7.4.2 du rapport sur l'économie d'énergie de 2014 de la CEO donne une explication détaillée de ce qu'est le RG.

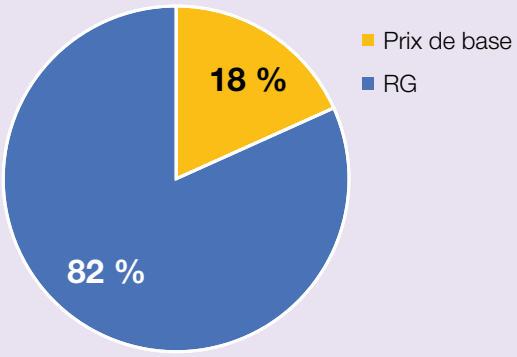


Figure 8.6. Part des coûts de la production d'électricité en Ontario (décembre 2017)

Source : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, « Global Adjustment », en ligne, [www.ieso.ca/power-data/price-overview/global-adjustment] (consulté le 7 mars 2018).

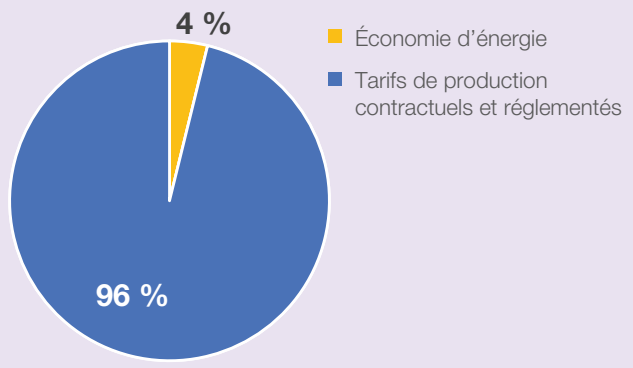


Figure 8.7. Éléments du rajustement global (décembre 2017)

Source : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, « Global Adjustment », en ligne, [www.ieso.ca/power-data/price-overview/global-adjustment] (consulté le 7 mars 2018).

Facture énergétique totale pour une résidence

Bien que les Ontariens paient plus pour leur électricité que le reste des Canadiens, la facture énergétique totale moyenne (incluant l'électricité, le gaz naturel et les autres sources d'énergie) laisse entendre une tout autre histoire. Le Bureau de la responsabilité financière de l'Ontario énonçait ce qui suit en 2016 : « Pour obtenir un portrait clair de l'incidence des coûts de l'énergie sur le coût de la vie des Ontariens, il convient d'analyser combien ceux-ci dépensent en énergie à la maison plutôt que les prix.[33] »

Les coûts énergétiques moyens pour une résidence en Ontario se situent dans le milieu de ceux des autres provinces et territoires canadiens.

En 2015, les coûts énergétiques moyens pour une résidence en Ontario se situent dans le milieu de ceux des autres provinces et territoires canadiens (voir la figure 8.8)[34], ce qui s'explique en partie par le fait que, par rapport à la moyenne canadienne, les Ontariens font davantage appel au gaz naturel à faible coût plutôt qu'à l'électricité pour le chauffage de leur résidence (voir la figure 8.9).

La partie Q15 traite de l'écart tarifaire relatif entre l'électricité et le gaz naturel ainsi que de la façon dont cet écart influe sur le remplacement de l'électricité par d'autres sources d'énergie et sur les objectifs en matière de lutte contre le changement climatique en Ontario.

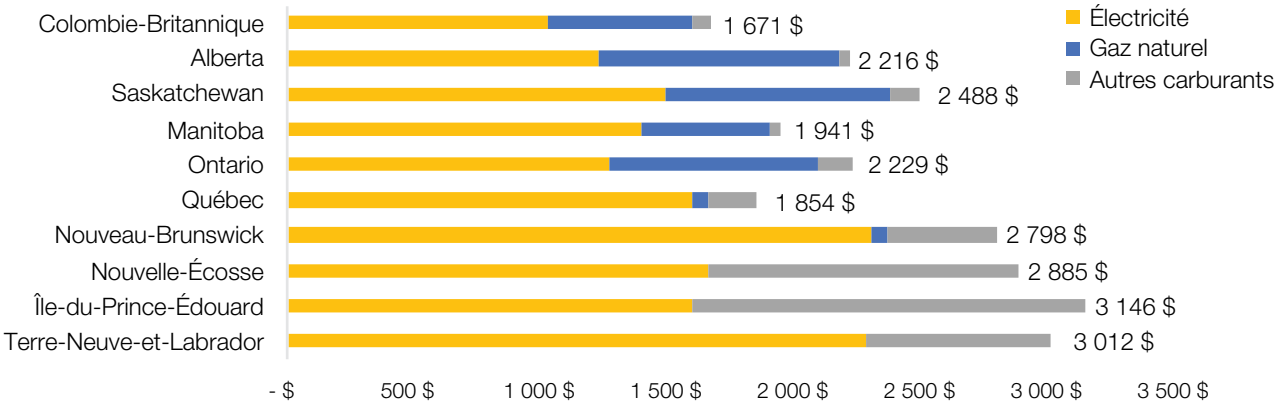


Figure 8.8. Coûts énergétiques résidentiels annuels moyens par province, par source d'énergie, 2015

Remarque : Ne tiennent pas compte des différences régionales du revenu après impôts et ne sont pas normalisés en fonction des conditions météorologiques. Les dépenses liées au gaz naturel pour Terre-Neuve-et-Labrador, l'Île-du-Prince-Édouard et la Nouvelle-Écosse n'ont pas été jugées assez fiables pour être publiées par Statistique Canada.

Source : Statistique Canada, Enquête sur les dépenses des ménages, tableau 203-0021.

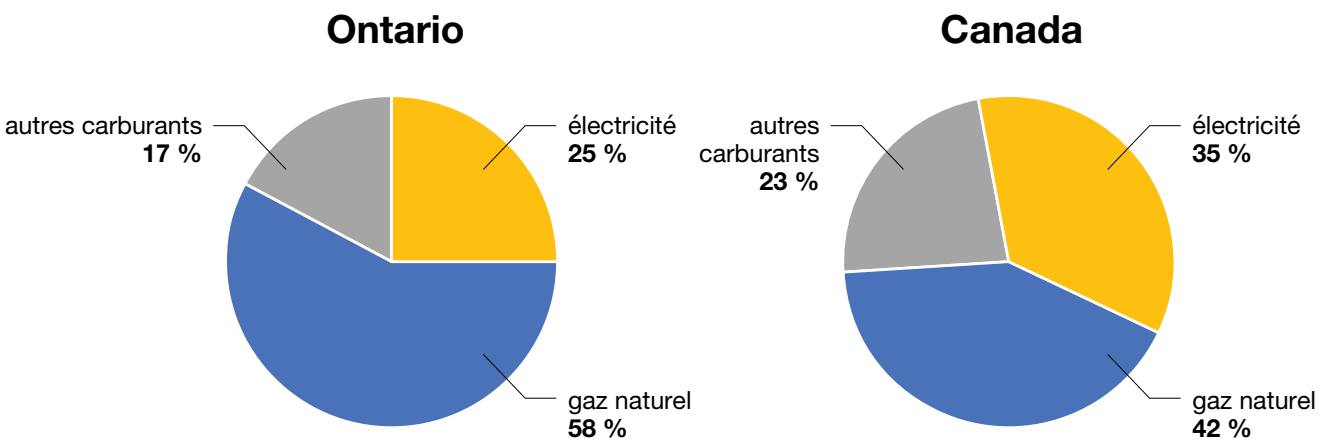


Figure 8.9. Proportion des besoins énergétiques en chauffage des locaux des Ontariens et des Canadiens comblés par le gaz naturel, l'électricité et autres sources d'énergie (y compris le propane, le mazout et le bois), 2015

Remarque : La moyenne canadienne n'exclut pas l'Ontario. Les données n'ont pas été normalisées en fonction des conditions météorologiques.

Source : Ressources naturelles Canada, Base de données complète sur la consommation d'énergie, secteur résidentiel, Tableau 5 : Consommation d'énergie secondaire et émissions de GES pour le chauffage des locaux par source d'énergie.

Entreprises

Les grands consommateurs d'énergie bénéficient habituellement d'un tarif moindre pour leur électricité que les abonnés résidentiels[35] (voir la figure 8.10), et cela est également le cas en Ontario. Dans certains territoires, les consommateurs industriels ont accès à des tarifs d'électricité de base moins élevés; en Ontario, ils ont accès à des programmes privilégiés de réduction de la demande de pointe et d'économie d'énergie qui diminuent leur part des coûts d'approvisionnement[36].

S'ils ne peuvent pas tirer profit des économies liées à l'Initiative d'économies d'énergie en milieu industriel (IEEMI) (le gouvernement estime ces économies à 33 %[37]), les grands consommateurs de l'Ontario[38] paient davantage que leurs homologues des autres provinces canadiennes. Par contre, s'ils sont en mesure d'y participer, les tarifs d'électricité sont concurrentiels[39]. Selon cette mesure en particulier, en septembre 2017, les tarifs d'électricité pour des usines du Nord de l'Ontario étaient inférieurs à ceux de quatre autres provinces, tandis que ceux des usines du Sud de l'Ontario, à deux autres provinces[40].

Plusieurs États américains, le Massachusetts et la Californie par exemple, ont des tarifs plus élevés par kilowattheure à la fois pour les abonnés résidentiels et les clients de grande puissance (voir la figure 8.10)[41].

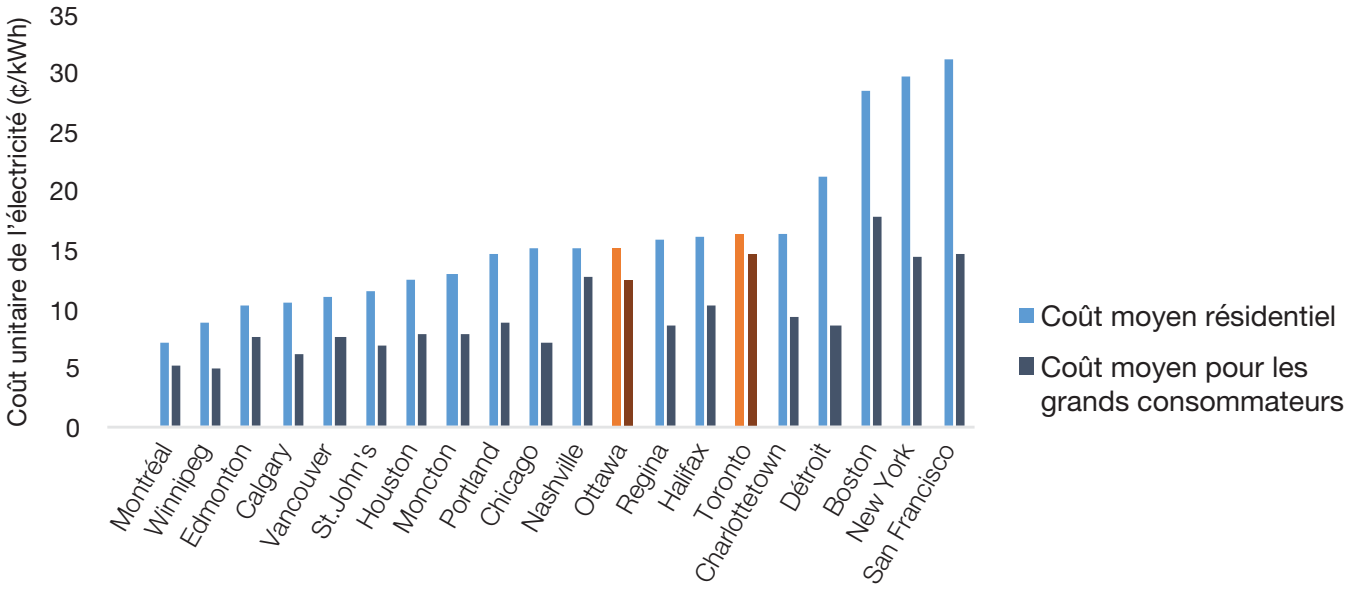


Figure 8.10. Prix moyens facturés aux abonnés résidentiels et aux clients de grande puissance dans les grandes villes nord-américaines (sans tenir compte des programmes d'économie applicables), en ¢/kWh, tarifs en vigueur au 1er avril 2017

Remarque : les prix résidentiels sont fondés sur une facture moyenne pour une consommation de 1 000 kWh, avant les taxes. Les prix pour les clients de grande puissance sont fondés sur une consommation mensuelle de 3 060 000 kWh et une demande de puissance de 5 000 kW . (Pour obtenir de plus amples renseignements sur la méthodologie, voir la p. 7 du rapport d'Hydro-Québec.) Les prix ne tiennent pas compte des programmes de réduction applicables, comme l'Initiative d'économies d'énergie en milieu industriel, qui génèrent une économie allant jusqu'à 33 % sur la facture des clients de grande puissance.

Source : Hydro-Québec, Comparaison des prix de l'électricité dans les grandes villes nord-américaines, Montréal, 2017, p. 4-5.

L'économie de l'Ontario a connu une croissance régulière de 2006 à 2015[43], mais elle s'est éloignée des secteurs industriels et manufacturiers très énergivores pour se tourner vers des secteurs moins énergivores, comme le secteur des services[44]. Ce revirement dans l'économie de l'Ontario est attribuable à de nombreux facteurs, notamment la crise financière de 2008, le coût et la rigidité découlant des milieux de travail syndiqués[45] et la féroce concurrence provenant des marchés émergents[46]. Plusieurs études ont tenté d'évaluer si les tarifs d'électricité étaient en cause dans la concurrence industrielle de l'Ontario, mais les conclusions atteintes diffèrent[47].

Le 1er avril 2017, le Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables a étendu la portée de l'IEEMI; ce changement permet aux petites entreprises de réduire potentiellement leur facture d'électricité si elles réduisent leur consommation durant les périodes de pointe, une option qui auparavant n'était offerte qu'aux grandes entreprises[48].

Les factures d'électricité ne paient pas la totalité des coûts

Bien que les factures d'électricité de l'Ontario soient élevées, elles ne sont pas assez élevées pour payer le coût total du réseau électrique. Le coût unitaire de l'électricité présenté à la figure 8.1 comprend tous les coûts du réseau, mais ces derniers ne sont pas tous inscrits sur la facture des abonnés puisque certains sont payés à même les impôts (subvention du gouvernement).

Les coûts d'électricité suivants sont payés par les impôts, et non au moyen des tarifs :

- le crédit équivalent à la portion provinciale de la TVH pour tous les abonnés résidentiels, les fermes, les petites entreprises et les autres abonnés admissibles;

Près de 20 % du coût actuel du réseau électrique n'est pas payé par les consommateurs actuels d'électricité.

- les subventions liées aux tarifs de distribution pour environ 800 000 abonnés des régions rurales ou éloignées;
- le Programme ontarien d'aide relative aux frais d'électricité qui offre un allégement du tarif destiné aux abonnés vulnérables;
- le fonds pour des frais abordables afin de financer des mesures pour les abonnés dont le revenu se situe juste au-dessus du seuil de faible revenu;
- le programme de réduction des tarifs d'électricité pour le secteur industriel du Nord qui réduit les tarifs d'électricité pour les grandes entreprises du secteur industriel situées dans le Nord de l'Ontario.

Le budget de l'Ontario pour 2017 comporte un montant estimatif de 1,438 milliard de dollars pour les dépenses 2017-2018 du poste « Programmes d'allégement du coût de l'électricité » (c.-à-d. les quatre mesures susmentionnées) ainsi qu'un montant de 120 millions de dollars pour le Programme de réduction des tarifs d'électricité pour le secteur industriel du Nord[49].

De plus, la province emprunte en moyenne 2,5 milliards de dollars par année, et ce jusqu'en 2027, pour réduire les factures d'électricité actuelles, somme qui devra être remboursée dans les années à venir[50]. Sur la durée complète du Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables (en vigueur jusqu'en 2045), cet emprunt ajoutera en gros 21 milliards de dollars en frais d'intérêts au coût de l'électricité en Ontario (Q13)[51].

À partir de ces montants, il est possible d'estimer que près de 20 % (4 milliards de dollars sur 21 milliards) du coût actuel du réseau électrique n'est pas payé par les consommateurs actuels d'électricité au moyen des tarifs d'électricité.

Conclusion

Les tarifs d'électricité de l'Ontario ont connu une hausse importante depuis 2005, malgré une baisse à la suite de la mise en place du Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables, en partie parce que certains des coûts du réseau électrique sont payés par les impôts et que le paiement d'autres coûts est reporté à plus tard. Les tarifs sont plus élevés que ceux de bien des provinces canadiennes ou des États américains, mais sont tout de même inférieurs à ceux de plusieurs villes nord-américaines et de la plupart des pays d'Europe.

Le coût énergétique moyen des résidences ontariennes se situe dans la médiane canadienne, en raison des besoins en chauffage résidentiel qui sont comblés en plus grande partie par le gaz naturel à faible coût, tendance à la hausse depuis 2006. Il est important de signaler que les Ontariens qui utilisent le chauffage par résistance électrique pour leur résidence font exception à cette moyenne.

Le coût élevé de l'électricité constitue un incitatif à la réduction de la consommation, en particulier lors des périodes de pointe. Cependant, ces réductions ne sont pas toujours possibles pour les personnes les plus vulnérables de la population sans l'aide du gouvernement. Lorsque possible, le coût élevé de l'électricité peut également constituer un incitatif pour passer au gaz naturel qui est moins onéreux, mais qui a une empreinte carbone plus importante.

La prochaine question tente d'expliquer les raisons pour lesquelles le coût de l'électricité a grimpé.

Notes de fin de chapitre

1. Valeurs ajustées pour l'inflation (c.-à-d. que les valeurs sont en dollars indexés de 2016). Si l'année 2005 avait été utilisée comme point de départ au lieu de l'année 2006, l'augmentation aurait été bien plus petite (seulement 25 % environ). Cette baisse inusitée du coût du service d'électricité entre 2005 et 2006 est en partie attribuable à « des températures inhabituelles et à des conditions d'approvisionnement limitées qui ont mené à une très forte demande et à des prix records sur le marché de l'énergie, rajoutant environ 3 milliards de dollars sur les coûts d'électricité ». (Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, Module 1: State of the Electricity System: 10-Year Review, présentation, août 2016, diapo 40.)

2. L'IPC de l'Ontario pour les factures d'électricité résidentielles a augmenté à un rythme semblable à celui du reste du Canada de 2000 à 2009, après quoi il a accéléré pour se retrouver 45 % plus élevé que le reste du Canada en 2016. En règle générale, l'Ontario et le reste du Canada présentent une augmentation semblable de l'IPC pour un panier représentatif de biens et services dans lequel l'électricité figure parmi plusieurs dizaines d'articles. (STATISTIQUE CANADA, « Indice des prix à la consommation », tableau 326-0020. STATISTIQUE CANADA, « Produit intérieur brut, en termes de dépenses, provinciaux et territoriaux », tableau 384-0038.)

3. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, Module 1: State of the Electricity System: 10-Year Review, présentation, août 2016, diapo 9.

4. OFFICE DE L'ÉLECTRICITÉ DE L'ONTARIO, Ontario Electricity Demand 2012 Annual Long Term Outlook, présentation, 2012, diapos 14-15, 21, 22, en ligne, [cms.powerauthority.on.ca/sites/default/files/news/Q2-2012LoadForecast.pdf].

5. COMMISSION DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO, Report of the Ontario Energy Board – Defining Ontario's Typical Electricity Consumer, EB-2016-0153, Toronto, le 14 avril 2016, p. 2.

6. Ibid., p. 1.

7. Comme il a été établi au début de l'exercice (soit le 1er janvier ou le 1er mai, selon l'exercice de chaque ELD). On suppose que le pourcentage de consommation durant les périodes de tarification en fonction de l'heure s'établit comme suit :

	2012-2016	2017
Période creuse	64 %	65 %
Période médiane	18 %	17 %
Période de pointe	18 %	18 %

8. COMMISSION DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO, « La Loi de 2017 pour des frais d'électricité équitables », communiqué de presse, le 15 juin 2017, en ligne, [www.oeb.ca/fr/salle-des-medias/2017/la-loi-de-2017-pour-des-frais-delectricite-equitables].

9. Dans tout le Canada, 38 % des ménages chauffent à l'électricité et 43 %, au gaz naturel, comparativement à l'Ontario où 16 % des ménages chauffent à l'électricité et 66 % au gaz naturel (Ressources naturelles Canada, Enquête 2011 sur l'utilisation de l'énergie par les ménages, 2014, Tableau 6.1). Ces données illustrent une tendance générale qui est étayée par des données plus récentes qui indiquent que, dans le secteur résidentiel en 2015, le chauffage des locaux en Ontario était assuré à 25,5 % par l'électricité et à 58,1 % par le gaz naturel, et au Canada, à 35 % par l'électricité et à 42 % par le gaz naturel (Ressources naturelles Canada, Consommation d'énergie secondaire et émissions de GES pour le chauffage des locaux par source d'énergie, tableau 5 , Base de données complète sur la consommation d'énergie, Secteur résidentiel – Ontario). Le Toronto Atmospheric Fund estime que près de 24 % des ménages logeant dans les édifices résidentiels à logements multiples sont chauffés à l'électricité et que ces derniers comptent la plus forte proportion de logements chauffés à l'électricité de tout le secteur résidentiel. (Toronto Atmospheric Fund, Pumping Energy Savings: Ontario EMURB Market Characterization Study, Toronto, février 2016, p. ii.)

10. La Commission de l'énergie de l'Ontario utilise 750 kWh pour chiffrer la moyenne de la consommation d'électricité résidentielle mensuelle de l'Ontario pour toutes les résidences. Selon Enbridge, un client résidentiel typique consomme environ 2 400 m3 de gaz naturel par année pour le chauffage de l'eau et de la maison. Si on présume que la puissance calorifique du gaz pour l'eau chaude et le chauffage est de 80 %, il faudrait approximativement 1650 kWh par mois pour chauffer la même résidence typique à l'électricité. En ajoutant cette charge de chauffage à la consommation d'électricité moyenne mensuelle calculée par la Commission de l'énergie de l'Ontario, la facture d'électricité totale s'élève à environ 2 400 kWh, ce qui représente 3,2 fois plus d'électricité que la moyenne établie par la Commission de l'énergie de l'Ontario. (ENBRIDGE, « Your Energy Dollars Go Further with Natural Gas », en ligne, [www.enbridgegas.com/homes/accounts-billing/residential-gas-rates/natural-gas-provides-great-value.aspx]).

11. Un client qui chauffe au gaz naturel consomme environ 200 m3 de gaz naturel et 750 kWh d'électricité par mois en moyenne au cours d'une année. Selon la calculatrice du tarif de la Commission de l'énergie de l'Ontario, la facture moyenne de ce client en gaz naturel chez Enbridge serait de 89,78 $ et sa facture moyenne d'électricité de Toronto Hydro serait de 123,71 $ (en date du 28 mars 2018), ce qui fait un total de 213,49 $. Un client qui chauffe au moyen d'un appareil à résistance électrique consommerait environ 2 400 kWh d'électricité par mois, une moyenne calculée sur l'année, qui coûterait 317,94 $ (49 % plus que les deux factures d'énergie ensemble du client qui chauffe au gaz naturel). Évidemment, ces coûts supplémentaires ne seraient pas répartis uniformément au cours de l'année, mais ils seraient plutôt concentrés dans les mois d'hiver.

12. ICF, Marginal Abatement Cost Curve for Assessment of Natural Gas Utilities' Cap and Trade Activities (EB 2016-0359), Commission de l'énergie de l'Ontario, Toronto, le 20 juillet 2017, p. A-3.

13. OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE, « Aperçu du marché : Précarité thermique au Canada – efficacité énergétique moindre dans les ménages à plus faible revenu », le 30 août 2017, en ligne, [http://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/snpsht/2017/08-05flpvrt-fra.html?=undefined&wbdisable=true]. En contrepartie, dans un de ses rapports, l'Institut Fraser définit la pauvreté énergétique par des coûts supérieurs à 10 % du total des dépenses selon l'hypothèse que le total des dépenses est déclaré de façon plus exacte que le total des revenus (INSTITUT FRASER, Energy Costs and Canadian Households, 2016, p. 13, en ligne, [www.fraserinstitute.org/sites/default/files/energy-costs-and-canadian-households.pdf]).

14. Statistique Canada, Recensement de la population 2016. Statistique Canada. 2017. Divers niveaux géographiques. Profil du recensement. Recensement de 2016. Statistique Canada, numéro de catalogue 98-316-X2016001. Ottawa. Publié le 13 septembre 2017.

Revenu annuel médian en Ontario	Revenu mensuel médian en Ontario	Moyenne mensuelle de la facture d'électricité résidentielle (750 kWh, Toronto Hydro)	Moyenne mensuelle de la facture de gaz naturel résidentielle (janv., 200 m^3, Enbridge)	Moyenne mensuelle de la facture d'électricité et de gaz naturel
74 287 $	6 191 $	123,71 $	89,78 $	213,49 $
(selon Statistique Canada, 2015)		(selon la calculatrice de facture de la Commission de l'énergie de l'Ontario, mars 2018)		3,5 % de 6 191 $

15. OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE, « Aperçu du marché : Précarité thermique au Canada – efficacité énergétique moindre dans les ménages à plus faible revenu », le 30 août 2017, en ligne, [https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/snpsht/2017/08-05flpvrt-fra.html?=undefined&wbdisable=true].

16. Ibid.; INSTITUT FRASER, Energy Costs and Canadian Households, 2016, p. 19, en ligne, [www.fraserinstitute.org/sites/default/files/energy-costs-and-canadian-households.pdf].

17. Le ministère de l'Énergie a récemment indiqué à la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité d'améliorer l'accès aux programmes d'économie d'électricité pour les ménages à faible revenu partout dans la province. (Ministère de l'Énergie, Re: 2015-2020 Conservation First Framework, Directive à la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, le 4 août 2017, en ligne, [www.ieso.ca/-/media/files/ieso/document-library/ministerial-directives/2017/directive-cff-partnering-green-ontario-fund-cdm-programs-20170804.pdf?la=en].)

18. COMMISSION DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO, Programme ontarien d'aide relative aux frais d'électricité – questions et réponses, en ligne, [https://ontarioelectricitysupport.ca/FAQ?lang=fr] (consulté le 22 novembre 2017).

19. GOUVERNEMENT DE L'ONTARIO, « L'Ontario lance un nouveau programme de réduction des coûts de l'électricité », le 24 octobre 2017, en ligne, [https://news.ontario.ca/mei/fr/2017/10/lontario-lance-un-nouveau-programme-de-reduction-des-couts-de-lelectricite.html].

20. INSTITUT FRASER, Evaluating Electricity Price Growth in Ontario, Toronto, 2017, p. 3.

21. HYDRO-QUÉBEC, Comparaison des prix de l'électricité dans les grandes villes nord-américaines – Taux en vigueur le 1er avril 2016, Montréal, 2016, p. 4. Les prix moyens facturés aux abonnés résidentiels sont calculés selon une consommation mensuelle estimée à 1 000 kWh (Ibid., p. 5). Les clients de grande puissance sont ceux dont la puissance appelée s'élève à 5 000 kW ou plus et dont la consommation mensuelle est estimée à 3 060 000 kWh/mois.

22. COMMISSION DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO, « La Loi de 2017 pour des frais d'électricité équitables », communiqué, le 15 juin 2017, en ligne, [https://www.oeb.ca/fr/salle-des-medias/2017/la-loi-de-2017-pour-des-frais-delectricite-equitables].

23. Le format des factures d'électricité de l'Ontario est spécifié par règlement (Règl. de l'Ont. 275/04, Renseignements sur les factures émises à certaines catégories de consommateurs d'électricité). Ce règlement établit les différents titres qui apparaissent sur une facture d'électricité et explique les frais/coûts qui sont compris dans ces catégories.

24. Environ 91 % des abonnés admissibles. (Commission de l'énergie de l'Ontario, Monitoring Report: Smart Meter Deployment and TOU Pricing – August 2012, Toronto, le 17 octobre 2012, en ligne, [www.oeb.ca/oeb/_Documents/SMdeployment/Monthly_Monitoring_Report_August2012.pdf].)

25. Au lieu de voir trois différents tarifs d'électricité fondés sur l'heure de consommation (périodes creuse, médiane et de pointe), les abonnés, peu nombreux, inscrits aux tarifs fixes par paliers verront deux tarifs, soit un pour l'électricité consommée sous un certain seuil (600 kWh en été et 1000 kWh en hiver), et un pour l'électricité consommée au-delà de ce seuil. Les abonnés ayant un contrat auprès d'un détaillant d'électricité verront que la section « Électricité » de leur facture est séparée en deux; une partie détaillera le tarif établi selon le contrat et l'autre, le rajustement global, qui tient aussi compte d'autres coûts.

    Tous les consommateurs d'électricité doivent payer une partie du rajustement global, mais les tarifs pour les abonnés résidentiels et les petites entreprises ainsi que les tarifs d'électricité différenciés dans le temps et les tarifs par palier comprennent déjà le rajustement global, c'est pourquoi ce dernier ne figure pas sur une ligne distincte. Les moyens et grands consommateurs comme les installations commerciales, institutionnelles et industrielles verront aussi le rajustement global sur une ligne distincte de leur facture. Tous ces coûts composent la majeure partie de la section « Électricité » de la facture.

26. Les frais comprennent aussi le coût des programmes d'économie d'énergie, lesquels ne correspondent qu'à une très petite partie de ces frais.

27. Les tarifs par palier sont aussi réglementés. Quant aux tarifs des détaillants, ils sont établis dans le contrat conclu entre l'abonné et le détaillant et ne sont pas régis par la Commission de l'énergie de l'Ontario; en revanche, celle-ci effectue une surveillance afin de protéger le consommateur.

28. Les frais de livraison comprennent :
    - des frais de service de l'ELD pour la lecture des compteurs et le service à la clientèle;
    - des frais de transport d'Hydro One pour l'exploitation et l'entretien du réseau de transport;
    - ainsi qu'un rajustement pour compenser la perte afin de tenir compte de la quantité d'électricité perdue lors du transport et de la distribution.

    Tous ces frais doivent être approuvés par la Commission de l'énergie de l'Ontario.

29. Les frais réglementés couvrent également les coûts engagés par les ELD pour brancher la production renouvelable ainsi que les frais de service d'approvisionnement ordinaires qui sont approuvés par la Commission de l'énergie de l'Ontario pour les abonnés qui achètent leur électricité directement auprès d'une ELD. Au 1er juin 2017, certains des frais pour la protection des tarifs dans les régions rurales ou éloignées et la totalité des frais pour le programme ontarien d'aide relative aux frais d'électricité (POAFE) ont été supprimés de cette section de la facture; ils seront pris en considération dans l'assiette fiscale.

30. Au 31 mars 2017, le total des dettes et autres passifs qui devaient toujours être payés s'élevait à 21,1 milliards de dollars. Cependant, le passif non provisionné atteignait seulement 3,2 milliards de dollars. La Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario utilisera d'autres sources de revenus pour rembourser le solde de la dette lorsque la redevance de liquidation de la dette ne sera plus facturée sur aucune facture d'électricité. (Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario, « Gestion de la dette », en ligne, [http://www.oefc.on.ca/french/debtmanage_fr.html]).

31. MINISTÈRE DES FINANCES, « Redevance de liquidation de la dette – Information générale », en ligne, [https://www.fin.gov.on.ca/fr/guides/drc/101.html].

32. GOUVERNEMENT DE L'ONTARIO, « L'Ontario adopte une loi visant à réduire les coûts de l'électricité pour les familles et les entreprises », communiqué de presse, le 19 octobre 2016, en ligne, [https://news.ontario.ca/mei/fr/2016/10/lontario-adopte-une-loi-visant-a-reduire-les-couts-de-lelectricite-pour-les-familles-et-les-entrepri.html].

33. BUREAU DE LA RESPONSABILITÉ FINANCIÈRE DE L'ONTARIO, Coûts d'énergie des foyers en Ontario, le 25 août 2016, p. 1, en ligne, [http://www.fao-on.org/fr/Blog/Publications/home_energy].

34. Bien que ces résultats ne soient qu'indicatifs des coûts actuels en raison des limites méthodologiques (taille de l'échantillon, exactitude des réponses), ils reflètent tout de même la consommation énergétique résidentielle d'un Ontarien moyen pour le chauffage.

35. La plupart des pays sont fortement motivés à attirer et à conserver les grandes entreprises pour des raisons liées à l'emploi et à l'impôt; de plus, proportionnellement, le coût pour desservir ces entreprises est inférieur à celui des résidences.

36. Précisément, leur part du rajustement global, une partie des coûts d'électricité couvrant les frais des installations de production faisant l'objet d'un contrat qui ne sont pas entièrement couverts par le simple prix de base de l'électricité, ainsi qu'un très petit montant pour les programmes d'économie d'énergie.

37. MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE, « Document d'information : Initiative d'économies d'énergie en milieu industriel (IEEMI) », communiqué de presse, le 15 septembre 2016, en ligne, [https://news.ontario.ca/mei/fr/2016/09/initiative-deconomies-denergie-en-milieu-industriel-ieemi.html].

38. Un « client de grande puissance » est un terme tiré du rapport d'Hydro-Québec cité précédemment en référence qui se définit comme un client ayant une consommation mensuelle de plus de 3 060 000 kWh et une puissance appelée de 5 000 kW. En Ontario, un client résidentiel est un client dont la demande de pointe est inférieure à 50 kW. Tout client dont la demande de pointe est supérieure à ce seuil sera considéré comme un client de catégorie B. Tout client commercial ou institutionnel dont la demande de pointe est supérieure à 1 000 kW et tout client industriel dont la demande de pointe est supérieure à 5 000 kW pourra s'inscrire comme client de catégorie A conformément à l'Initiative d'économies d'énergie en milieu industriel (IEEMI).

39. MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE, Rapport T3 2017 sur l'énergie de l'Ontario, Toronto, p. 15, en ligne, [http://www.ontarioenergyreport.ca/pdfs/6188_IESO_Q3OER2017_Electricity_FR.pdf].

40. COMMISSION DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO, Rapport T3 2017 sur l'énergie de l'Ontario, Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, Toronto, p. 15, en ligne, [http://www.ontarioenergyreport.ca/pdfs/6188_IESO_Q3OER2017_Electricity_FR.pdf].

41. HYDRO-QUÉBEC, Comparaison des prix de l'électricité dans les grandes villes nord-américaines (tarifs en vigueur en avril 2017), Montréal, p. 4 et 26.

42. De nombreux clients de grande puissance en Ontario participent à l'Initiative d'économies d'énergie en milieu industriel (IEEMI) qui réduit considérablement leur facture d'électricité. Ces réductions, et toute autre économie issue d'une participation optionnelle à un programme, ne sont pas reflétées dans le graphique.

43. Comme le démontre le total des dépenses en fonction du PIB :

Comptes provinciaux et territoriaux du produit intérieur brut en termes de revenus et de dépenses – 1902 (Dépenses de consommation finale)										
ONTARIO Dollars enchaînés (2007)	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
	438 080 $	450 039 $	464 401 $	466 543 $	482 061 $	489 514 $	495 041 $	501 462 $	513 272 $	526 388 $

(Statistique Canada, Tableau : 384-0038 Produit intérieur brut, en termes de dépenses, provinciaux et territoriaux).

44. En Ontario, le secteur des services représentait 74 % du PIB de la province en 2007 et il est passé à 77 % du PIB en 2015; pour les mêmes années, le secteur industriel est passé de 20 % à 15 %, le secteur manufacturier, de 16 % à 12 % et le secteur de la fabrication de produits, de 26 % à 22,5 %. (Statistique Canada, Tableau 379-0028 : Produit intérieur brut (PIB) aux prix de base, selon le Système de classification des industries de l'Amérique du Nord (SCIAN))

45. MINISTÈRE DES FINANCES DE L'ONTARIO, Rapport sur les perspectives économiques à long terme de l'Ontario, Toronto, 2017, p. 108-110.

46. CAPELUCK, E., Explanations of the Decline in Manufacturing Employment in Canada, Centre for the Study of Living Standards, octobre 2015, p. 31, en ligne [www.csls.ca/reports/csls2015-17.pdf].

47. Selon une étude de l'Institut Fraser réalisée en 2017, les tarifs élevés de l'électricité (à tout le moins dans les secteurs énergivores de l'acier et du papier) pourraient être liés au fait que le marché de l'emploi du secteur manufacturier en Ontario ne se soit pas rétabli au même rythme que les territoires voisins après la récession de 2008. Les conclusions de l'étude sont fondées sur deux hypothèses principales : 1) les tarifs d'électricité industriels applicables et 2) l'applicabilité des conclusions d'une étude américaine de 2013 sur l'élasticité du marché de l'emploi dans certains secteurs américains par rapport aux tarifs énergétiques. Cette dernière hypothèse ne tient pas compte de la situation propre à l'Ontario ni des récentes tendances sociopolitiques qui peuvent avoir eu une incidence sur les pertes d'emploi de ces secteurs. Il n'est pas clair si l'hypothèse formulée à propos des tarifs industriels applicables pour l'électricité est pertinente pour les secteurs de l'acier et du papier de l'Ontario. L'étude utilise une moyenne entre les tarifs industriels de la catégorie A et ceux de la catégorie B. Toutefois, les entreprises de ces secteurs se classent probablement en majeure partie dans la catégorie A , dont les tarifs sont moins élevés. (MCKITRICK, R. et coll., Rising Electricity Costs and Declining Employment in Ontario's Manufacturing Sector, Institut Fraser, Toronto, octobre 2017, p. 25-27.) Un autre rapport publié en 2017 par le Automotive Policy Research Centre de l'Université McMaster a conclu que la concurrence du secteur de l'automobile de l'Ontario avec les dix principales régions productrices d'automobiles en Amérique du Nord n'a pas été touchée par la hausse du prix de l'électricité. (MORDEU, G. et coll., Electricity Pricing in Ontario and its Effect on Competitiveness: an Automotive Manufacturing Case Study, Automotive Policy Research Centre, Hamilton, mars 2017, p. 14.)

48. La portée de l'IEEMI a été étendue aux clients dont la demande de pointe varie de 1 MW à 500 kW pour des industries précises des secteurs manufacturiers et industriels (y compris pour les serres). (SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, Conservation E-Blasts: Industrial Conservation Initiative, le 3 mai 2017, en ligne, [www.ieso.ca/sector-participants/conservation-delivery-and-tools/conservation-e-blasts/2017/05/industrial-conservation-initiative-update].)

49. MINISTÈRE DES FINANCES, Budget de l'Ontario 2017 : Pour un Ontario fort et en santé – Documents budgétaires, Imprimeur de la Reine pour l'Ontario, Toronto, 2017, p. 23, 240, en ligne, [https://www.fin.gov.on.ca/fr/budget/ontariobudgets/2017/budget2017.pdf].

50. BUREAU DE LA RESPONSABILITÉ FINANCIÈRE DE L'ONTARIO, Analyse des retombées financières du Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables, Imprimeur de la Reine pour l'Ontario, Toronto, printemps 2017, p. 5, en ligne, [http://www.fao-on.org/web/default/files/publications/Fair%20Hydro/Fair%20Hydro%20Plan%20FR.pdf].

51. Ibid., p. 1.

LES RÉPERCUSSIONS SUR LES PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ

QUESTION 9

Que paie la hausse des coûts de l'électricité?

La quasi-totalité de l'augmentation de 37 % des coûts du réseau d'électricité entre 2006 et 2016 découle de l'augmentation des coûts de production, non pas de l'économie d'énergie ni du transport ou de la distribution. De nouvelles installations de production d'électricité étaient nécessaires pour améliorer la fiabilité du réseau et remplacer les centrales au charbon, et chaque nouvelle source était plus coûteuse que les sources précédentes.

L'énergie nucléaire est responsable de la plus grande part de l'augmentation des coûts, suivie des énergies éolienne et solaire. L'énergie solaire et la bioénergie ont le coût le plus élevé par unité d'électricité et elles sont suivies du gaz naturel, de l'énergie éolienne, de l'énergie nucléaire et de l'hydroélectricité. De bonnes raisons soutiennent l'intégration de chacune de ces sources au réseau d'électricité de l'Ontario.

Le coût de l'énergie nucléaire augmentera au cours de la prochaine décennie, puis il chutera. Le coût de l'électricité au gaz naturel augmentera sensiblement pour refléter le déménagement des centrales au gaz naturel, et il est susceptible de changer en fonction du prix courant du gaz naturel. Le coût de l'énergie solaire s'est vu chuter abruptement, mais les coûts liés au réseau comprennent des contrats signés lorsque les prix étaient plus élevés. Après l'expiration des contrats en vigueur, les énergies solaire et éolienne pourront continuer à fournir de l'énergie à des coûts beaucoup plus faibles (Q17).

L'économie d'énergie est considérablement moins coûteuse que toute autre forme de production supplémentaire et permet à l'heure actuelle d'éviter d'avoir besoin de 12 TWh de capacité supplémentaire. Le transport, y compris Hydro One, n'a pas augmenter les coûts liés au réseau.

Remarque : Les coûts liés au réseau ne sont pas les mêmes que ceux inscrits sur les factures des abonnés.

Avis aux lecteurs : Les comparaisons des coûts historiques pour le réseau d'électricité sont exprimées en dollars indexés de 2016, mais les comparaisons des coûts pour chacune des ressources de production d'électricité (l'énergie éolienne, solaire, nucléaire, etc.) n'ont pas été ajustées (elles sont exprimées en dollars non indexés). Par conséquent, tous les coûts du réseau d'électricité ont été ajustés à la valeur de 2016 et tiennent compte de l'inflation. Par exemple, la valeur de 1 $ en 2006 pour un article est ajustée à 1,17 $, soit la valeur en dollars indexés de 2016[1].

Table des matières

LES FAITS EN DÉTAIL 132

Aperçu 132

Économie d'énergie 133

Distribution 133

Transport et Hydro One 133

Coûts de production 133

Comparaison du coût de l'économie d'énergie 136

Le diable est dans les détails comptables 138

Choix d'approvisionnement et énergies renouvelables 139

Le coût de production à l'avenir 141

Le coût unitaire n'est pas la seule chose qui compte 143

Facteurs qui influencent les coûts des énergies nucléaire, solaire et éolienne 143

Notes de fin de chapitre 149

Les faits en détail…

Aperçu

De 2006 à 2016, le coût total du réseau d'électricité ontarien (lequel comprend la production, le transport, la distribution, l'économie d'énergie, l'électricité vendue en gros et la redevance de liquidation de la dette) a augmenté de 37 %, passant de 15,5 à 21,3 milliards de dollars[2]. Pendant la même période, la demande en électricité de l'Ontario a diminué de 5 % (Q3), ce qui augmente le coût unitaire de 45 % (Q8)[3].

Remarque : Ce chapitre examine les coûts liés au réseau d'électricité, lesquels ne sont pas les mêmes que ceux inscrits sur les factures des abonnés (Q8, Q13).

De 2006 à 2016, le coût total du réseau d'électricité ontarien a augmenté de 37 %.

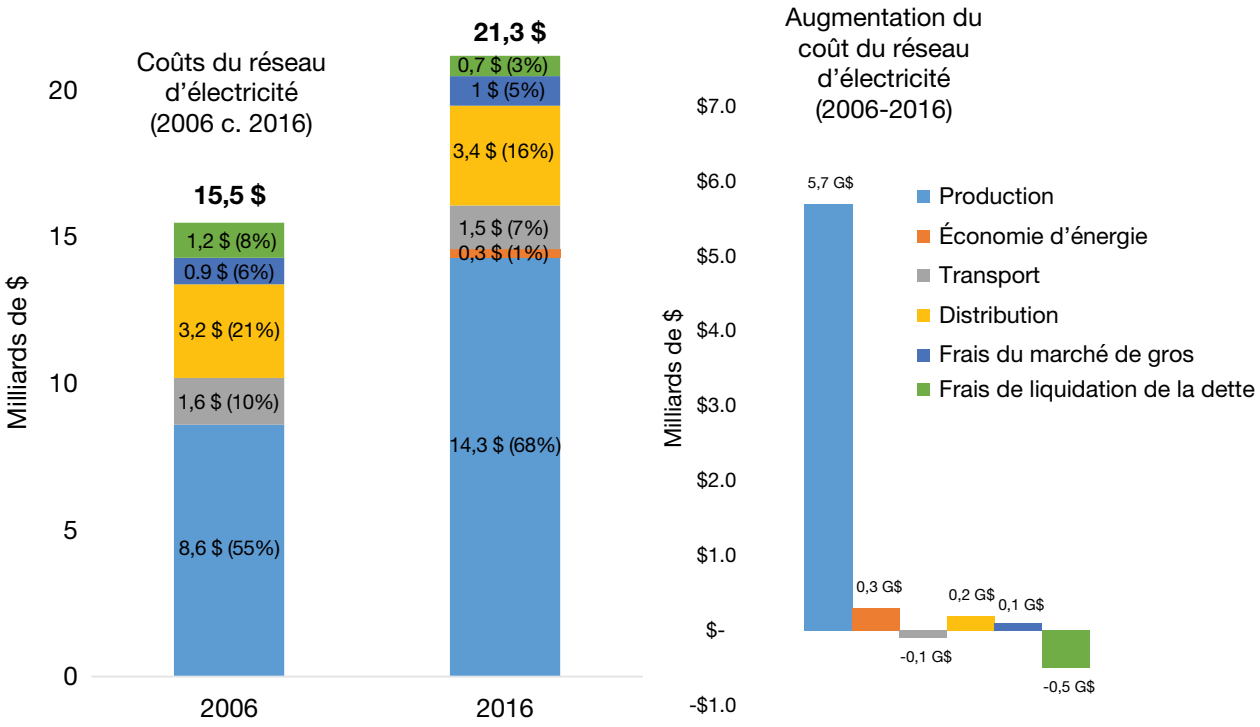


Figure 9.1. Changements dans les éléments des coûts du réseau d'électricité ontarien, 2006-2016

Remarque : Les valeurs sont en dollars indexés de 2016 (ce qui signifie que l'inflation est maintenue constante). Par exemple, les coûts liés au transport sont montrés à la baisse puisque leur augmentation était moins importante que l'inflation, mais en dollars non indexés, les coûts liés au transport ont augmenté entre 2006 et 2016 (de 1,37 milliard de $ à 1,5 milliard de $).

Source : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, Module 1: State of the Electricity System: 10-year review, présentation, août 2016, diapo 42. Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande (le 31 janvier 2018).

Les coûts de production d'électricité élevés sont responsables de 98 % de cette augmentation des coûts. L'économie d'énergie, puis la distribution ont ajouté de petites quantités, soit 5 % et 3 % respectivement. Ces augmentations ont été partiellement compensées par la diminution des frais liés au transport et la redevance de liquidation de la dette[4].

Économie d'énergie

Les coûts d'économie d'énergie ont augmenté, puisqu'ils ont commencé à partir de dépenses quasi nulles en 2006. L'économie d'énergie est moins dispendieuse que l'ajout autrement nécessaire de 12 TWh supplémentaires en production d'électricité. Parmi ces coûts, les programmes d'économie d'énergie financés par les abonnés ont évité une augmentation de la demande d'électricité en 2016 d'environ 7 Twh (5 %)[5]. Les codes et les normes en matière d'énergie ont évité une augmentation de la demande d'électricité en 2016 d'environ 5 TWh (4 %) (Q3)[6]. La SIERE estime que les programmes d'économie d'énergie des services publics entre 2011 et 2014 ont permis d'épargner à eux seuls près de 400 millions de dollars (principalement grâce aux coûts d'électricité évités et au besoin moindre d'une nouvelle capacité de production)[7]. Le foyer moyen en Ontario consomme 13 % moins d'électricité aujourd'hui qu'il le faisait en 2006[8]. Cette baisse en consommation a contribué à amortir l'effet des tarifs d'électricité plus élevés qu'avant (Q8).

En 2016, les programmes d'économie d'énergie coûtent encore moins cher par unité d'électricité (produite ou économisée) que n'importe quelle ressource de production d'électricité (voir le tableau 9.2 et l'encadré « Comparaison du coût de l'économie d'énergie »)[9]. La partie Q19 aborde les coûts de l'économie d'énergie à ce jour et à venir en plus de tenter de déterminer s'il s'agit toujours d'un investissement profitable dans une période où l'Ontario dispose parfois d'un surplus d'électricité.

Distribution

Les coûts relatifs au réseau de distribution varient partout en province en fonction des besoins d'une entreprise locale de distribution d'électricité. Selon la Commission de l'énergie de l'Ontario, qui étudie les demandes tarifaires des distributeurs et des transporteurs, l'augmentation globale provinciale des coûts de distribution découle de la combinaison de deux facteurs :

L'économie d'énergie, la distribution et le transport n'ont pratiquement pas augmenté les coûts associés au réseau de 2006 à 2016.

- le besoin de remplacer les infrastructures vieillissantes;
- les coûts associés à l'installation de compteurs intelligents[10].

Transport et Hydro One

Hydro One possède environ 98 % des infrastructures de transport de l'Ontario ainsi que des infrastructures de distribution locale dans plusieurs régions rurales. Les coûts liés au transport ont légèrement diminué depuis 2006 et ils représentent une faible part (7 %) de l'ensemble des coûts de l'électricité. Bien que les dépenses en immobilisations aient augmenté ces dernières années (et que l'on prévoit qu'elles augmenteront davantage jusqu'en 2022), elles n'ont pas à ce jour engendré de changements notables sur les tarifs[11]. Les dépenses d'Hydro One jusqu'en 2018 ont été approuvées, et la décision de la Commission de l'énergie de l'Ontario (la première depuis la privatisation d'Hydro One) fera augmenter les tarifs de seulement environ 0,2 % en 2018 (beaucoup moins que l'augmentation du taux d'inflation)[12].

Puisque l'économie d'énergie, la distribution et le transport n'ont pratiquement pas augmenté les coûts associés au réseau de 2006 à 2016, la CEO ne les analyse pas en détail dans le présent chapitre du rapport.

Coûts de production

Il n'est pas surprenant que l'augmentation des coûts associés au réseau d'électricité de l'Ontario entre 2006 et 2016 découle en grande majorité du besoin d'accroître l'approvisionnement en électricité. Même avant que l'Ontario ne s'engage à éliminer progressivement la production d'électricité au charbon (laquelle représentait 21% de la puissance et 18 % de l'approvisionnement en 2005), il était clair que la province allait manquer sérieusement d'électricité étant donné la capacité

Les coûts de nouvelles infrastructures d'approvisionnement en électricité seraient inévitablement élevés.

insuffisante (Q5), les ressources d'approvisionnement vieillissantes et l'augmentation prévue de la demande[13]. La combustion du charbon a été écartée pour des raisons environnementales et sanitaires, et la plupart des ressources hydroélectriques accessibles de la province étaient déjà exploitées. Les coûts de nouvelles infrastructures d'approvisionnement en électricité seraient inévitablement élevés, en partie en raison de l'inflation et des normes environnementales de plus en plus strictes.

Une part substantielle de la nouvelle capacité de production a été acquise entre 2005 et 2015, soit 14 975 MW ou une augmentation de 61 % de la puissance totale (moins celle liée au charbon). Environ 60 % de la nouvelle capacité est disponible pour répondre aux demandes de pointe hivernales et estivales (Q5)[14].

Toute cette puissance ajoutée s'est avérée bien plus coûteuse que le coût moyen de l'électricité en 2005, et le secteur privé en a financé une grande partie. Le financement des infrastructures d'électricité au moyen d'investissements privés coûte plus cher que le financement au moyen de dettes à garantie publique, ce sur quoi s'appuyait autrefois Ontario Hydro. Cette situation pourrait avoir eu des répercussions sur le coût des nouvelles ressources.

Il existe deux façons de décrire quelle ressource est responsable de la plus grande part de l'augmentation, soit selon le coût total ou en fonction du nombre d'unités d'électricité fournies. Aucune de ces deux méthodes ne reflète la situation au complet. La figure 9.2 montre la part de chaque ressource de production d'électricité relativement à la nouvelle production d'électricité et la différence en coûts de production de 2006 à 2016.

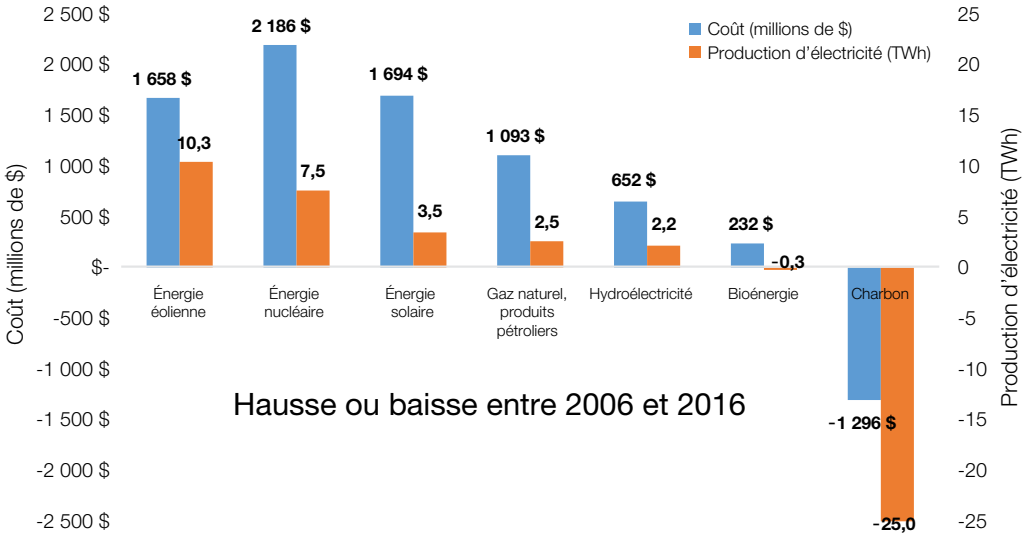


Figure 9.2. Augmentation ou diminution de la production d'électricité (en TWh) et coûts de production (millions de $) de 2006 à 2016

Remarque : Les coûts sont exprimés en dollars non indexés. La catégorie « autres sources » et les exportations nettes ne sont pas incluses. Les « autres sources » comprennent le Programme des tarifs préférentiels d'électricité pour le secteur industriel, la production d'électricité grâce au stockage d'énergie, les fonds, les intérêts, les dommages-intérêts prédéterminés, les paiements des crédits d'appoint, etc[15].

Source : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 31 janvier 2018.

L'énergie nucléaire représentait la plus grande part des coûts de production d'électricité en 2016 (45 %) et de l'augmentation des coûts de production depuis 2006 (35 %). Les énergies solaire et éolienne la suivent de près avec 27 % et 26 % respectivement en augmentation des coûts de production. (Certains des facteurs à l'origine de l'augmentation des coûts pour ces trois ressources sont abordés plus loin dans le présent chapitre, voir le tableau 9.3.) Vient ensuite le gaz naturel responsable de 17 % de l'augmentation des coûts de production.

La figure 9.3 montre en un coup d'oeil la différence entre le coût total d'une source de production pour le réseau d'électricité et sa part de production d'électricité en 2016. Comme le montre cette figure, les énergies nucléaire et hydroélectrique produisent une part plus importante de l'approvisionnement en électricité que leurs parts respectives des coûts de production. Une des raisons principales est que les coûts de production en 2016 représentent les coûts moyens des investissements réalisés à quelques moments différents. La plupart des coûts liés à l'hydroélectricité et certains de ceux liés à l'énergie nucléaire représentent des investissements réalisés il y a longtemps et amortis complètement ou en partie. Ces coûts historiques sont beaucoup plus faibles que le coût actuel d'acquisition de nouvelle capacité de production.

Les énergies nucléaire et hydroélectrique produisent une part plus importante de l'approvisionnement en électricité que leurs parts respectives des coûts de production.

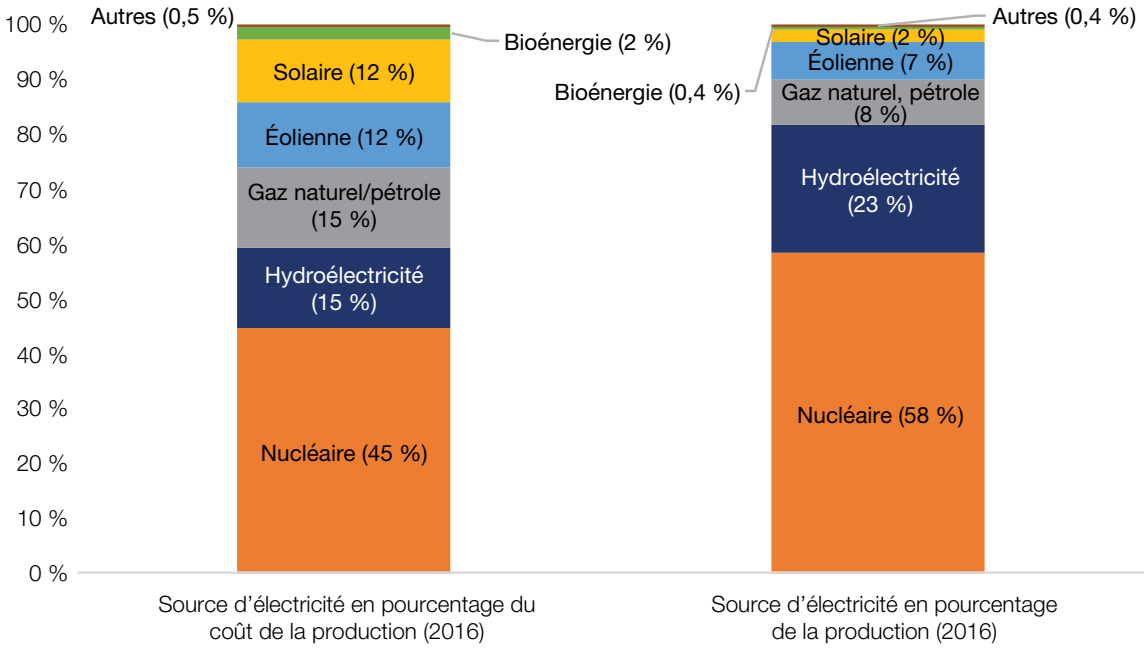


Figure 9.3. Sources d'électricité représentées en part des coûts moyens de production et en part de la production, Ontario, 2016

Remarque : Les données sur l'approvisionnement en électricité comprennent la production décentralisée ainsi que l'électricité exportée en 2016, mais elles ne tiennent pas compte de la production d'électricité que la SIERE a interrompue (il s'agissait surtout d'énergie éolienne et d'hydroélectricité).

Source : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 31 janvier 2018.

Comparaison du coût de l'économie d'énergie

Chaque dollar que le gouvernement dépense dans les programmes d'économie d'électricité en Ontario réduit d'abord la demande en électricité et ensuite le besoin de production d'électricité supplémentaire. C'est pourquoi la CEO et la province voient l'économie d'énergie comme faisant partie du profil d'approvisionnement en électricité de l'Ontario[16]. Il est toutefois difficile de comparer avec justesse les économies issues des programmes d'économie d'énergie historiques par unité (¢/kWh) à celles d'autres ressources de production d'électricité.

Cette situation s'explique par le fait que l'électricité économisée au cours d'une année donnée par les programmes d'économie d'énergie découle de dépenses historiques, engagées sur plusieurs années et d'avance (voir l'encadré « Le diable est dans les détails comptables »), alors que l'électricité produite par d'autres ressources au cours d'une année donnée correspond mieux aux dépenses de cette année en particulier. Ainsi, la seule façon équitable de comparer le coût des programmes d'économie d'électricité aux autres ressources de production est de comparer le coût unitaire des économies issues des mesures d'économie d'électricité (pendant leur durée de vie) au coût unitaire de l'électricité issue de nouvelles infrastructures pendant leur durée de vie (c'est-à-dire le coût unitaire moyen de l'énergie ou le CUME, voir le tableau 9.2). Selon cette mesure, l'économie d'énergie coûte beaucoup moins cher à l'ensemble du réseau d'électricité que toute autre forme d'approvisionnement supplémentaire.

l'économie d'énergie coûte beaucoup moins cher que toute autre forme d'approvisionnement supplémentaire.

Il faut cependant garder en tête que ce CUME de l'économie d'énergie comprend seulement les coûts déboursés par l'ensemble des abonnés, mais ne tient pas compte des « coûts aux participants », c'est-à-dire l'argent dépensé par la personne pour participer aux programmes d'économie d'énergie (p. ex., le coût résiduel de l'achat d'une ampoule écoénergétique après avoir utilisé un coupon du programme d'économie d'énergie). La CEO a estimé que les coûts aux participants de 2014 représentaient un complément d'environ 50 % aux coûts d'économie d'énergie que paient les abonnés[17]. Même si on ajoutait 50 % au coût des économies issues des programmes d'économie d'énergie, ces programmes représenteraient tout de même la source d'augmentation de la production d'électricité la moins coûteuse (voir le tableau 9.2).

Par unité d'électricité produite, l'énergie solaire et la bioénergie affichaient les coûts les plus élevés

Par unité d'électricité produite, l'énergie solaire et la bioénergie affichaient les coûts les plus élevés en 2016 (soit 48 et 41 ¢/kWh respectivement), suivies de loin par l'énergie éolienne et le gaz naturel (16 ¢/kWh dans les deux cas). L'hydroélectricité (surtout en raison des centrales peu coûteuses construites il y a bien des années) représentait la source de production la moins coûteuse en Ontario avec 6 ¢/kWh, suivie de près par l'énergie nucléaire avec 7 ¢/kWh. La figure 9.4 illustre le coût unitaire moyen de l'électricité pour chaque ressource de production en 2016 ainsi que la fluctuation de ce coût depuis 2006. La différence entre le coût et la puissance générée de chaque ressource est également montrée dans la figure 9.3.

Remarque 1: Le coût total de ces ressources tient compte des paiements liés à la diminution de la production, mais ni la part de production ni les coûts

unitaires des figures 9.3 et 9.4 ne représentent la production d'électricité qui a été diminuée (Q7). Le coût unitaire moyen serait plus bas si tout le potentiel d'électricité avait pu être utilisé. Cette réduction touche surtout le coût unitaire de l'hydroélectricité et de l'énergie éolienne. En 2016, la SIERE a restreint la production d'électricité éolienne de 17 % (diminution de 2,2 TWh par rapport à une production de 10,7 TWh), ce qui a fait augmenter proportionnellement le coût unitaire de l'énergie éolienne . Les données préliminaires de 2017 suggèrent que la SIERE a diminué la production d'énergie éolienne en 2017 de 25 %, ce qui fera gonfler le coût apparent de l'énergie éolienne dans le réseau d'électricité.

Remarque 2 : Les coûts unitaires sont grandement influencés par la fréquence à laquelle on a recours à une source de production pour produire de l'énergie. En 2016, le gaz naturel représentait 15 % des coûts, mais seulement 8 % de l'approvisionnement. Les données préliminaires laissent entendre que le gaz naturel représentait une part encore plus faible de l'approvisionnement en 2017, soit seulement 4 %. De plus, depuis 2017, les centrales au gaz naturel doivent acheter des droits d'émission de gaz à effet de serre en vertu du programme de plafonnement et d'échange de l'Ontario. L'achat de ces droits d'émission fera ainsi augmenter le coût unitaire de la production d'électricité au gaz naturel.

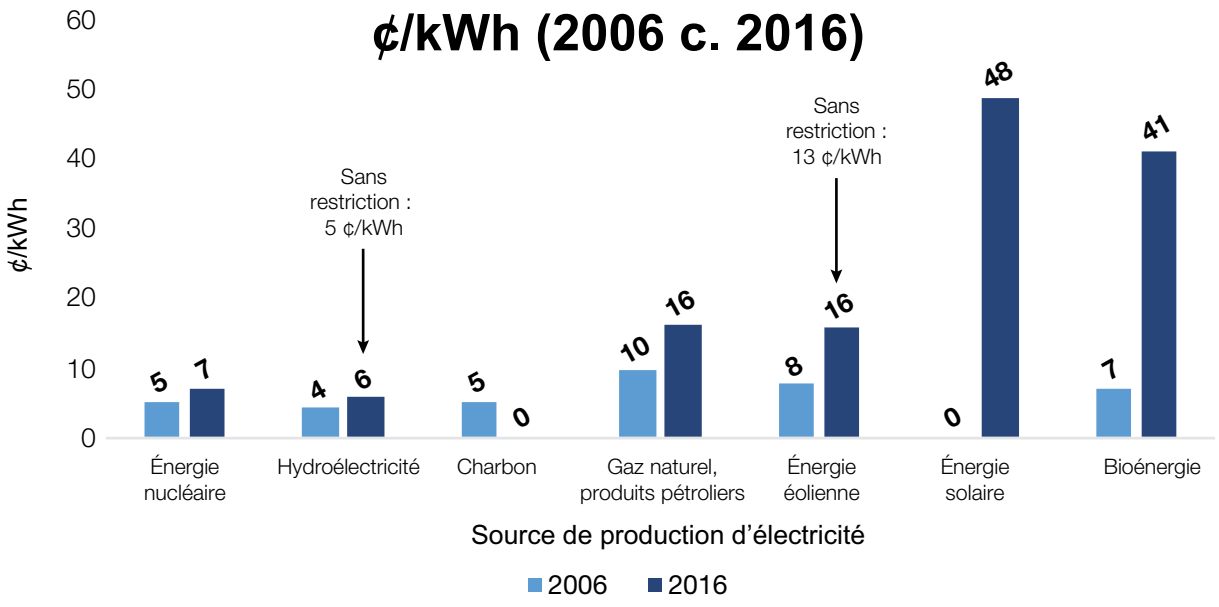


Figure 9.4. Coût moyen par unité d'électricité produite par type de ressource, 2006 par rapport à 2016

Remarque : Les coûts sont exprimés en dollars non indexés. Si la production d'énergie nucléaire, d'hydroélectricité et d'énergie éolienne n'avait pas été restreinte à certains moments en 2016 en raison des surplus d'électricité, leurs prix par unité auraient été respectivement de 6,9 ¢/kWh (c.-à-d. pratiquement inchangé), de 5 ¢/kWh au lieu de 6 ¢/kWh et de 13 ¢/kWh au lieu de 16 ¢/kWh. Les valeurs de 2016 pour la bioénergie semblent anormalement élevées en raison des centrales de biomasse de Thunder Bay et d'Atikokan qui servent de ressources de pointe exploitées très rarement et qui ont ainsi un coût par unité d'électricité produite très élevé.

Source : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 31 janvier 2018.

Le diable est dans les détails comptables

Une autre raison qui explique la différence de coûts entre les différents types de ressources de production est la disparité des traitements comptables, surtout dans la façon dont les coûts en capital (c.-à-d., pour la construction, les équipements et l'acquisition des terres) des différentes ressources sont récupérés. Par exemple, certains coûts en capital sont récupérés auprès des abonnés :

1. au cours de la durée de vie prévue de l'actif, en montants progressivement inférieurs, en fonction de la dépréciation de l'actif (à la manière du traitement fiscal des voitures et des maisons en Ontario).

   - Il en est ainsi pour les actifs d'Ontario Power Generation (OPG), lesquels sont financés par l'État et réglementés par la Commission de l'énergie de l'Ontario. Parmi ce type d'actifs, on compte les centrales de Pickering et de Darlington et la plupart des installations hydroélectriques d'OPG. Cette approche engendre habituellement des coûts initiaux élevés qui diminuent au fil du temps, et de très faibles coûts déclarés, p. ex., pour les vieux actifs hydroélectriques. Cette pratique explique pourquoi les coûts de l'énergie nucléaire grimperont au cours de la prochaine décennie et chuteront ensuite.
   - Parfois, ces coûts sont amortis au complet ou en partie sur une certaine période de temps comme dans le cadre de la dernière hausse tarifaire d'OPG[19]. Cette mesure ralentira l'effet des augmentations du coût de l'énergie nucléaire sur les coûts totaux du réseau.
   - Il faut noter que les dépassements de coût d'OPG qui ne sont pas financés par les tarifs deviennent la responsabilité de la province, l'unique actionnaire d'OPG.

2. à un prix fixe au cours de la durée du contrat de l'actif.

   - Il en est ainsi pour la plupart des centrales sous contrat avec la SIERE (c.-à-d. presque toutes les centrales au gaz naturel et d'énergie renouvelable, la centrale nucléaire de Bruce et la plupart des autres producteurs d'énergie, à l'exception des actifs d'OPG mentionnés ci-dessus. Il s'agit principalement d'actifs de production financés par le privé, c'est-à-dire que leurs coûts de financement sont plus élevés que ceux des actifs de production financés par l'État).
   - Cette approche établit les coûts à l'avance pour la durée du contrat et fait porter la responsabilité des coûts d'exploitation inattendus (autres que les coûts de carburant) à l'exploitant des installations de production.
   - Si l'actif continue d'être en mesure de produire de l'énergie à la fin du contrat initial, mais après le paiement des coûts initiaux en capital, l'exploitant pourrait ensuite accepter de vendre de l'énergie à un coût considérablement plus bas par unité d'électricité, surtout dans le cas des énergies solaire et éolienne, lesquelles n'entraînent aucun coût de carburant.
   - Le PELT de l'Ontario prévoit de diminuer les coûts futurs de l'électricité en misant sur ces sources de production dont le contrat initial a pris fin pour la production éventuelle d'électricité à faibles coûts (Q17).

3. au début lorsque la ressource est intégrée au profil d'approvisionnement.

   - Il en est ainsi pour les programmes d'économie d'énergie. Pratiquement tous les coûts en capital de l'économie d'énergie apparaissent sur les factures aussitôt que le projet d'économie d'énergie est terminé, ce qui diffère grandement de la production[20]. Puisque les mesures d'économie d'énergie peuvent procurer des avantages pendant 10 à 15 ans, voire encore plus, leur coût unitaire à court terme semble plus élevé qu'il ne l'est en réalité[21].

Ces différents traitements comptables signifient que, à différents moments, les consommateurs peuvent payer différents montants pour la même quantité d'électricité, voire parfois pour la même ressource.

Choix d'approvisionnement et énergies renouvelables

Les ressources d'électricité peuvent être acquises de différentes façons, dont les négociations bilatérales (p. ex., la remise à neuf de la centrale de Bruce), le processus d'approvisionnement concurrentiel, où le prix sert de facteur décisif, et le processus d'approvisionnement non concurrentiel, où un prix fixe est offert pour certains types d'électricité. Chaque style d'approvisionnement aide à atteindre différents objectifs en matière de politiques. L'approvisionnement en électricité renouvelable en Ontario oscille entre les modèles concurrentiel et non concurrentiel[22].

Le premier processus d'approvisionnement en énergies renouvelables a été réalisé au moyen de contrats d'approvisionnement en énergie renouvelable (AER) et il était concurrentiel en matière de prix. Lancé en 2004, ce processus a permis d'obtenir des ressources d'énergie renouvelable à des prix relativement bas (en moyenne 9,5 ¢/kWh)[23]. Ces projets, qui ont commencé à être mis en service en 2006, étaient presque exclusivement des projets éoliens d'envergure, et ils ont su choisir certains des meilleurs sites.

En 2006, le Programme d'offre standard en matière d'énergie renouvelable (POSER) a établi des prix contractuels fixes (plus élevés que les contrats d'AER) qui variaient d'une ressource à l'autre. Cette situation a ouvert la voie à des projets d'énergie renouvelable de différentes tailles et de différents types (y compris l'énergie solaire et davantage de bioénergie) et aux groupes qui autrement ne seraient pas capables de payer les coûts initiaux pour participer à un processus d'appel d'offres concurrentiel ou qui ne pourraient pas proposer un prix concurrentiel par rapport aux projets d'énergie éolienne de grande envergure.

En 2009, en vertu de la Loi de 2009 sur l'énergie verte, le programme de tarif de rachat garanti (TRG) (ainsi que le TRG pour micro-projets) a élargi le modèle du POSER, en prévoyant des prix plus élevés que celui-ci, ce qui ouvre la voie à des projets d'électricité renouvelable de différentes tailles et de différents types. Cette mesure était destinée spécifiquement à développer de façon considérable l'électricité renouvelable en Ontario, créer une industrie locale de l'énergie renouvelable, générer des emplois en temps de récession et encourager l'adoption de projets de petite envergure (résidentiels, communautaires ou exploités par des Autochtones)[24]. La CEO ne sait pas si ces objectifs auraient pu être atteints avec les prix du POSER.

> **Les programmes d'approvisionnement en énergie renouvelable paient délibérément plus cher que le meilleur tarif d'électricité en vigueur afin d'obtenir des biens publics que le marché libre n'offrirait pas.**

Les tarifs de rachat garantis initiaux de l'Ontario ont été établis après avoir fait l'objet de consultations publiques, et ils ont été révisés deux ans après. Les programmes d'approvisionnement en énergie renouvelable paient délibérément plus cher que le meilleur tarif d'électricité en vigueur afin d'obtenir des biens publics que le marché libre n'offrirait pas. En établissant les tarifs de TRG, le gouvernement a tenu compte de multiples politiques publiques, notamment concernant la promotion de la production d'électricité à petite échelle et de la production communautaire, le développement économique et la protection de l'environnement. Le climat de l'Ontario fait en sorte que les énergies solaire et éolienne sont plus coûteuses ici que dans bien d'autres endroits. La Loi de 2009 sur l'énergie verte a également engendré de nouveaux coûts et délais, par exemple en raison d'un processus complexe d'autorisation environnementale, du droit unique des tierces parties d'en appeler auprès du Tribunal de l'environnement (Q10) et d'exigences de contenu en produits nationaux.

À l'époque, les TRG constituaient la politique la plus répandue et la plus efficace au monde pour accélérer le déploiement de l'électricité renouvelable[25]. Les TRG sont également d'importants outils pour encourager la diversification des technologies, des emplacements et des participants; ils ne favorisent pas un réseau composé presque exclusivement de projets éoliens d'envergure détenus par de grandes sociétés[26].

Le programme de TRG favorisait la participation communautaire et autochtone en fournissant des tarifs majorés spécifiques au TRG de base (voir le tableau 9.1) et, dans les versions subséquentes, il réservait une portion des cibles de capacité totale à la participation communautaire et des peuples autochtones[27]. Environ 519 MW des projets (en fonction ou en construction) se sont qualifiés pour le tarif majoré pour la participation des peuples autochtones, et 83 MW des projets se sont qualifiés pour le tarif majoré pour la participation communautaire[28].

Tableau 9.1. Tarifs majorés du TRG (janvier 2017).

	Projet à participation des peuples autochtones		**Projet à participation communautaire**		**Projet à participation d'un organisme municipal ou du secteur public**	
Taux de participation (intérêt économique)	> 50 %	≥ 15 % ≤ 50 %	> 50 %	≥ 15 % ≤ 50 %	> 50 %	≥ 15 % ≤ 50 %
Tarif majoré (¢/kWh)	1,5	0,75	1	0,5	1	0,5

Le programme de TRG constitue un facteur dans le tarif unitaire pour les énergies éolienne et solaire ainsi que la bioénergie (voir la figure 9.4), mais l'histoire ne s'arrête pas là. Les coûts unitaires de la bioénergie sont également gonflés par le fait que les centrales de biomasse d'Atikokan et de Thunder Bay servent principalement à répondre à la demande de pointe. De façon similaire, les coûts de l'énergie éolienne par unité d'électricité auraient été plus bas si les éoliennes n'étaient pas mises à l'arrêt lors des périodes de faible demande dans le réseau d'électricité. La possibilité de profiter de la capacité excédentaire de production d'électricité aux faibles émissions de GES pour réduire les coûts globaux et aider à atteindre les cibles de l'Ontario en matière d'atténuation du changement climatique est abordée dans la partie Q16.

Les coûts délibérément plus élevés des programmes de TRG nécessitent toujours une surveillance. Plusieurs mécanismes peuvent limiter le coût des paiements du TRG pour les abonnés. L'Ontario a utilisé plusieurs de ces mécanismes, mais certains seulement à partir de la révision des coûts de 2012, soit après que le programme de TRG initial ait été en place depuis plusieurs années. Ces mécanismes comprennent des plafonds sur la capacité totale acquise par l'entremise des contrats de TRG, les plafonds sur la taille des projets individuels et des révisions détaillées fréquentes des TRG à mesure que les coûts liés à la technologie chutent[29]. L'Ontario a ajusté ses règles fréquemment et a apporté plus de 15 changements aux règles et aux tarifs du programme de TRG jusqu'en 2016[30]. Toutefois, l'Ontario n'a pas utilisé un mécanisme tout à fait transparent pour fixer ses tarifs du programme de TRG[31], et n'a pas abaissé le tarif aussi rapidement et fréquemment par comparaison à certaines autres régions, comme l'Espagne[32]. Par conséquent, les tarifs étaient parfois déconnectés de la réalité des marchés, c.-à-d. que les paiements étaient parfois trop élevés par rapport au coût réel de la technologie. Par exemple, l'Ontario et d'autres régions n'ont pas prévu la vitesse à laquelle les prix des modules PV solaires chuteraient ni le rythme auquel les promoteurs étaient en mesure de faire croître leurs activités. (Il faut toutefois noter que les coûts de la production solaire et éolienne en Ontario ne sont pas comparables à la production d'énergie solaire et éolienne dans les climats plus ensoleillés ou venteux qu'ici.)

En 2013, le processus lié aux contrats pour les projets d'énergie renouvelable d'envergure est redevenu un processus d'appel d'offres concurrentiel (Approvisionnement de grands projets d'énergie renouvelable) fondé sur le prix (avec toutefois de différentes cibles pour les différents types d'énergie renouvelable afin que l'énergie solaire ne fasse pas concurrence à l'énergie éolienne)[33]. Ce mode

Les coûts délibérément plus élevés des programmes de TRG nécessitent toujours une surveillance.

d'approvisionnement a permis de conclure des contrats pour des projets à des prix nettement inférieurs.

L'Ontario a abandonné ses programmes de TRG en 2016 et la deuxième étape prévue du Programme d'approvisionnement de grands projets d'énergie renouvelable[34], de même que ses objectifs visant à accélérer le déploiement de l'électricité renouvelable et à construire une industrie de l'électricité renouvelable en Ontario. Depuis que les industries émergentes des énergies solaire et éolienne sont devenues matures, les grands projets des grandes entreprises peuvent être acquis à des coûts inférieurs au moyen du processus d'appel d'offres concurrentiel. À l'avenir, l'approvisionnement d'énergie renouvelable en Ontario sera effectué par l'entremise du programme de renouvellement du marché (pour les projets de grande envergure, voir la partie **Q17**). Les projets de petite envergure seront vraisemblablement seulement soumis au programme de facturation nette (**Q18**).

Le coût de production à l'avenir

Il existe un décalage entre le moment où le contrat est octroyé à un projet et le moment où les abonnés ressentent l'effet sur le prix. Par exemple, le coût des projets d'énergies solaire et éolienne pour lesquels des contrats ont été octroyés, mais qui ne sont pas encore en service n'est pas compris dans les coûts actuels. À mesure que ces projets seront mis en service, les coûts unitaires des énergies solaire et éolienne diminueront. En revanche, le coût du gaz naturel et de l'énergie nucléaire sera amené à augmenter à mesure que les coûts de l'annulation des projets de centrales au gaz naturel[35] et de la remise à neuf des centrales nucléaires (voir le tableau 9.3) commencent à être récupérés à partir des factures d'électricité (une fois que les projets sont terminés et en service), juste au moment où le coût des projets d'énergies solaire et éolienne affecte les abonnés. La vérificatrice générale de l'Ontario estime que l'annulation des projets de centrales au gaz naturel coûtera aux abonnés de 720 à 860 millions de dollars, échelonnés sur les 20 ans des contrats des centrales (c.-à-d., environ 36 à 43 millions de dollars par année)[36]. Ces annulations feront grimper le coût total des services d'électricité d'environ 0,2 %. L'effet prévu de ces coûts et d'autres coûts sur les prochains tarifs sur l'électricité est compris dans les prévisions générales sur la facture montrées dans la partie **Q13** (voir la partie **Q14** pour obtenir de plus amples renseignements sur les coûts de la remise à neuf).

Les coûts de production moyens seront à l'avenir encore un mélange de ressources nouvelles et existantes; il faut éviter de les confondre avec le prix de l'acquisition de nouvelles installations de production. Le tableau 9.2 fournit une comparaison du coût de nouvelles installations de production (le coût unitaire moyen de l'énergie ou le CUME) et le coût moyen actuel des ressources de production en Ontario. Le tableau montre comment l'approvisionnement de projets éoliens et solaires d'envergure diminuera pour refléter des coûts en capital inférieurs. Les coûts liés aux nouveaux projets d'envergure d'énergie renouvelable seraient vraisemblablement aussi bas ou plus bas que les résultats du programme ontarien d'approvisionnement de grands projets d'énergie renouvelable de 2016 (8,6 ¢/kWh en moyenne pour l'énergie éolienne, 15,7 ¢/kWh pour l'énergie solaire). Le tableau 9.2 comprend également des estimations sur la façon dont le prix du carbone en Ontario affectera le coût de la production d'électricité au gaz naturel. La variabilité est due en partie au coût imprévisible du gaz naturel.

Le coût de nouvelles mesures d'économie d'énergie en 2016 est inférieur à n'importe quelle autre ressource, et ses répercussions environnementales négatives sont négligeables, voire nulles.

Plus particulièrement, le coût de nouvelles mesures d'économie d'énergie en 2016 est inférieur à n'importe quelle autre ressource, et ses répercussions environnementales négatives sont négligeables, voire nulles. Comme l'indique le tableau 9.2, le CUME de l'économie d'énergie ne tient pas compte des coûts additionnels en capital d'environ 50 % assumés par les participants. Même en tenant compte de ces coûts additionnels, les programmes d'économie d'énergies demeurent la ressource la plus abordable.

Finalement, pour plusieurs types de production, il est possible d'économiser si les installations existantes peuvent rester en fonction après la fin de leurs contrats actuels, à un prix inférieur, puisque leurs coûts en capital auront été remboursés (Q17). Cette possibilité semble particulièrement prometteuse pour les énergies renouvelables, étant donné leurs coûts d'exploitation très faibles.

Tableau 9.2. Coût estimé de nouvelles installations de production, comparé au coût moyen de la production en service en 2016 (¢/kWh).

Technologie	Fourchette	Coût estimé de nouvelles installations de production (¢/kWh)	Coût moyen de la production en service en 2016 (¢/kWh)
Remise à neuf des centrales nucléaires	Moyen	8	7
Nouvelles installations nucléaires	Min.	12	
	Max.	29	
Énergie éolienne[37]	Projets éoliens sur les côtes (min.)	7	16
	Projets éoliens au large des côtes (max.)	21	
Modules PV solaires[38]	Modules PV solaires pour la production en réseau (min.)	14	48
	Modules PV solaires chez les consommateurs (max.)	29	
Bioénergie	Min.	16	41
	Max.	26	
Hydroélectricité	Min.	12	6
	Max.	24	
Production combinée de chaleur et d'électricité	Min.	8	s. o.
	Max.	24	
Gaz naturel (y compris les coûts des émissions de carbone)[39]	Min.	8	16
	Max.	29	
Économie d'énergie	Moyen	2	s. o.

Remarque : Toutes les estimations du CUME proviennent des Perspectives de planification de l'Ontario de 2016 de la SIERE (tableau 2); les autres estimations ont des sources différentes : la remise à neuf des centrales nucléaires (BRF), le gaz naturel (demande de renseignements remise à la SIERE en 2018) et l'économie d'énergie (rapport sur les résultats vérifiés de 2016 de la SIERE). Il est impossible de calculer un coût moyen de l'économie d'énergie en Ontario pour 2016 (du moins d'une façon comparable aux autres ressources) en raison de la réglementation comptable particulière qui s'applique aux programmes d'économie d'énergie (voir l'encadré Le diable est dans les détails comptables). Le CUME de l'économie d'énergie ne tient pas compte des coûts aux participants, lesquels pourraient représenter une augmentation de 50 % (voir l'encadré Comparaison du coût de l'économie d'énergie).

Source : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 31 janvier 2018. Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, Perspectives de planification de l'Ontario, Toronto, le 1er septembre 2016. Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, Module 4: Supply Outlook, présentation, août 2016. Directeur de la responsabilité financière, Remise en état des centrales nucléaires, Toronto, le 21 novembre 2017, p. 1. Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, Final Verified 2016 Annual LDC CDM Program Results Report, Toronto, le 28 juin 2017.

Le coût unitaire n'est pas la seule chose qui compte

Afin de déterminer la valeur que les Ontariens retirent des différentes ressources de production, il n'est pas suffisant de comparer le coût financier direct à court terme de chaque ressource. Chaque type de ressources de production d'électricité offre à la société et au réseau ses propres avantages et désavantages, notamment en matière de répercussions environnementales (Q10), d'émissions de gaz à effet de serre (Q11) de pollution atmosphérique et de conséquences sur la santé humaine (Q12). Certaines ressources possèdent également des avantages sur le plan économique, de l'emploi et du développement régional, notamment l'indépendance énergétique, le soutien aux collectivités et aux entreprises locales et la réduction de la vulnérabilité aux marchés imprévisibles des combustibles fossiles (Q4). Les énergies renouvelables telles que solaire, éolienne et la biomasse sont également modulables (c.-à-d. qu'on peut les déployer par stade pour répondre aux besoins du réseau), leurs installations peuvent être construites près d'où elles sont le plus nécessaire, et elles pourraient parvenir à renforcer la résilience des réseaux aux épisodes météorologiques extrêmes. Les choix de l'Ontario en matière de profil d'approvisionnement ont été étayés par le passé de nombreuses raisons légitimes liées aux politiques publiques, et les avantages que procurent des politiques précises (comme la fermeture des centrales au charbon) peuvent prendre des années avant de se réaliser.

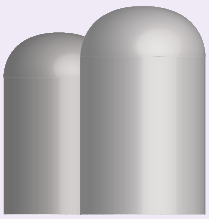
Les choix de l'Ontario en matière de profil d'approvisionnement ont été étayés par le passé de nombreuses raisons légitimes liées aux politiques publiques.

Facteurs qui influencent les coûts des énergies nucléaire, solaire et éolienne

Le tableau 9.3 résume les raisons principales de l'augmentation des coûts des énergies nucléaire, solaire et éolienne, soit les trois principales sources d'augmentation des coûts de production entre 2006 et 2016.

Tableau 9.3. Raisons principales de l'augmentation des coûts entre 2006 et 2016 (les coûts sont exprimés en dollars non indexés)

Ressource de production	Raisons principales de l'augmentation des coûts



Nuclear

Prix moyen en 2006 : 5¢/kWh
en 2016 : 7¢/kWh
2017 et au-delà : ↑

Coût en 2016 : 6 432 millions de $
(↑2 186 millions de $ depuis 2006)

	2006	2016	Delta 2006→2016
Capacité	11 419 MW	12 978 MW	+ 1 559 MW
Facteur de capacité : 85-95 %			
Approvisionnement	84,2 TWh	91,7 TWh	+ 7,5 TWh

Remises à neuf : Les centrales nucléaires de l'Ontario sont la source la plus importante (35 %) d'augmentation des coûts de production en Ontario de 2006 à 2016. L'augmentation des coûts a été entraînée jusqu'à présent par un prix contractuel pour acheter de l'électricité des réacteurs remis à neuf de la centrale de Bruce. La remise à neuf des réacteurs 1 et 2 de la centrale de Bruce A (1 500 MW mis en service en 2012 pour une durée prévue de 30 ans)[40] devait coûter 2,75 milliards de dollars, mais a fini par coûter 4,8 milliards de dollars[41]. Les coûts pour les consommateurs d'électricité ont été contenus puisque la vaste majorité des dépassements de coûts issus de la remise à neuf de la centrale de Bruce (environ 2 milliards de dollars) ont été assumés exclusivement par Bruce Power en raison de mesures de protection incorporées au contrat[42].

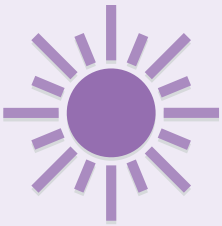
La province prévoit de remettre à neuf 10 des 12 réacteurs nucléaires des centrales de Bruce et de Darlington entre 2016 et 2033 et de prolonger la vie utile de 6 des réacteurs en service de la centrale de Pickering, certains jusqu'en 2022 et d'autres jusqu'en 2024. Les coûts d'investissements proposés pour la remise à neuf ne sont pas encore représentés dans les tarifs. Ce projet de remise à neuf nucléaire à long terme devrait augmenter les coûts de production d'énergie nucléaire à environ 8,07 ¢/kWh (en moyenne, en dollars de 2017) jusqu'en 2064[43]. Ces projets devraient coûter au total 25 milliards de dollars[44]. Toutefois, le directeur de la responsabilité financière indique dans son rapport de 2017 sur la remise à neuf des centrales nucléaires les éléments suivants :

L'ampleur et la complexité du Plan de remise en état des centrales nucléaires, jumelées à l'historique des dépassements de coûts des projets nucléaires, laissent planer un risque considérable si les prévisions financières du cas type se concrétisent[45].

Charge de base fiable et inflexible : En 2016, l'énergie nucléaire fournissait un grand pourcentage (64 %) de l'approvisionnement en électricité de l'Ontario à un prix relativement faible pour les abonnés. Les réacteurs nucléaires ont la capacité de fonctionner continuellement pendant de nombreuses années entre les arrêts d'entretien, ce qui les rend extrêmement fiables pour la production de base en permanence. En revanche, l'énergie nucléaire n'a aucune souplesse. Seule la centrale de Bruce permet d'abaisser la puissance par tranches de 300 MW, seulement avec un préavis suffisant. Ainsi, le nucléaire est habituellement la dernière source d'énergie dont on réduit la puissance de production (on cesse de la produire) en temps de surplus.

Désaffectation et gestion du carburant usé : OPG doit assumer l'ensemble des coûts associés à la désaffectation nucléaire et à la gestion des carburants usés[46]. OPG estime que le fonds pour la désaffectation et la gestion des carburants usés dans lequel il verse des sommes d'argent aurait une valeur de 18,198 milliards de dollars en date du 1er janvier 2018[47]. Les contributions au fonds sont incorporées au coût de production[48].

Ressource de production	Raisons principales de l'augmentation des coûts



Modules PV solaires

Prix moyen en 2006 : s.o.
en 2016 : 48 ¢/kWh
2017 et au-delà : ↓

Coût en 2016 : 1 694 millions de $
(↑1,694 millions de $ depuis 2006)

	2006	20	Delta 2006→2016
Capacité	0 MW	2 206 MW (1 926 MW de production intégrée)	+ 2 206 MW
Facteur de capacité totale : 15 % (pointe estivale : 30 %, pointe hivernale : 5 %)			
Approvisionnement	0 TWh	3,5 TWh	+ 3,5 TWh

L'énergie solaire (PV) représentait la deuxième augmentation en importance (27 %) des coûts de production en Ontario entre 2006 et 2016. Les prix moyens demeurent élevés, mais ont tout de même chuté au fil du temps puisque l'industrie solaire s'est développée et a atteint un certain degré de maturité.

L'énergie solaire peut offrir une production à petite échelle (p. ex., panneaux sur les toits) à proximité du lieu où elle est nécessaire (aussi appelée la production « décentralisée » ou « intégrée »). L'énergie solaire aide également à réduire la demande de pointe estivale. Finalement, elle comprend peu de répercussions environnementales par rapport aux autres sources de production.

Approvisionnement solaire : À partir de 2007 jusqu'en 2014, les premiers 473,7 MW d'énergie solaire ont été acquis par la province au coût de 42 ¢/kWh par l'entremise de contrats à long terme non concurrentiels offerts en vertu du Programme d'offre standard en matière d'énergie renouvelable[49]. De 2009 à 2017, l'Ontario a acquis de la capacité solaire principalement par l'entremise de ses programmes de TRG (1 393,2 MW) et de TRG pour micro-projets (229,3 MW), dont les prix diminuaient au fil du temps (la taille et le prix des projets sont énumérés dans la note en fin de chapitre)[50]. La majeure partie des contrats de capacité solaire en Ontario ont été obtenus dans la fourchette de prix de 40 à 50 ¢/kWh. Seulement 4 % des contrats de capacité solaire ont été obtenus dans la fourchette des 80 ¢/kWh et plus, et environ 25 % des contrats se trouvaient sous les 30 ¢/kWh (voir la figure 9.8)[51]. En 2016, la province a également acquis des projets solaires d'envergure (>500 kW) par l'entremise du processus concurrentiel d'approvisionnement de grands projets d'énergie renouvelable. Les 139,885 MW d'énergie solaire ont été acquis au coût de 15,67 ¢/kWh[52]. Les prix d'aujourd'hui pour les projets solaires d'envergure seraient vraisemblablement moindres.

L'évolution des prix de l'approvisionnement en énergie solaire en Ontario est présentée dans la figure 9.9. Les prix moyens sont plus élevés que ces tarifs, en raison de l'inflation et des prix majorés pour la participation des municipalités, des collectivités et des peuples autochtones.

Part dans la production décentralisée (c.-à-d., locale, à petite échelle) : De toutes les ressources en Ontario, l'énergie solaire compte le plus grand nombre de projets de production d'électricité locale (p. ex., panneaux sur les toits). Dans l'ensemble, 87 % de cette énergie est directement raccordée au réseau de distribution basse tension (Q18).[53] Cette pratique prévient les pertes de puissance liées au transport d'électricité sur de longues distances.

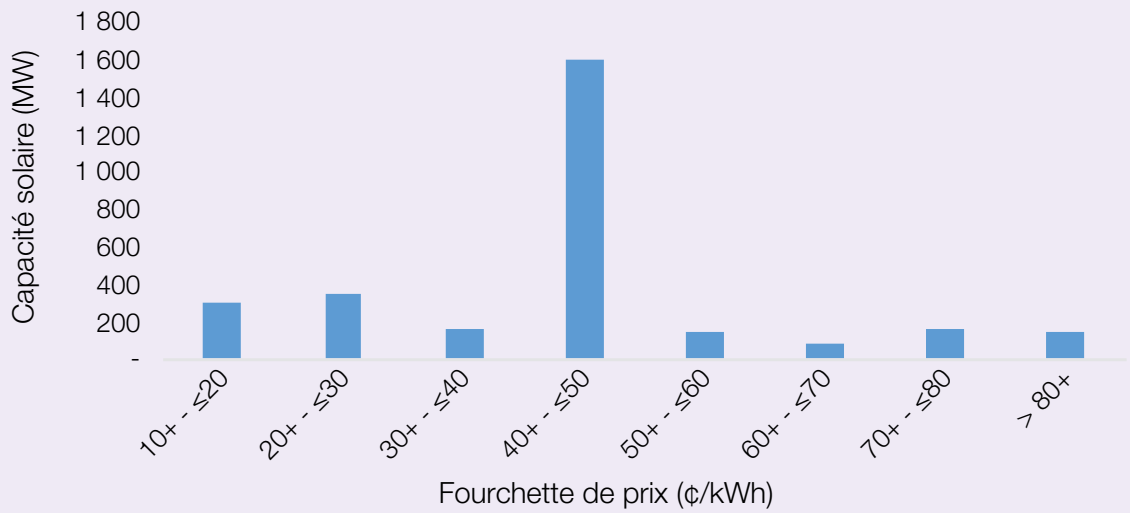


Figure 9.8. Capacité solaire acquise selon différentes fourchettes de prix (Ontario, janvier 2018)

Source : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 31 janvier 2018.

Part des pointes estivales : La production solaire décentralisée a réduit la demande sur le réseau d'électricité lors des journées les plus chaudes de l'été[54]. On croit que, pour chaque MW d'énergie solaire acquis, 30 % réduisent de façon fiable la demande de pointe estivale sur le réseau[55], laquelle se produit maintenant plus tard en après-midi et est moins élevée (Q6)[56].

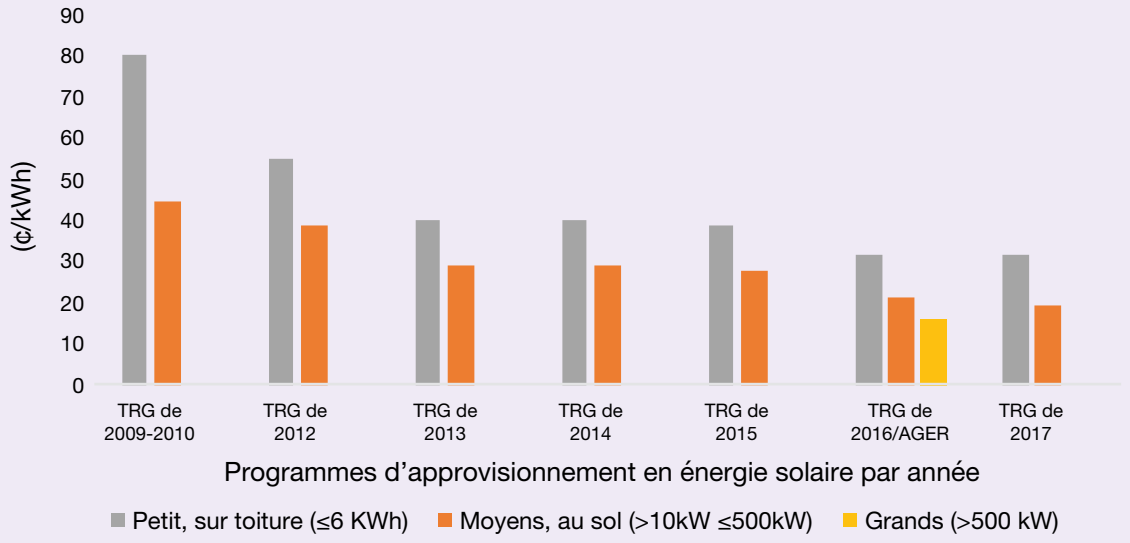
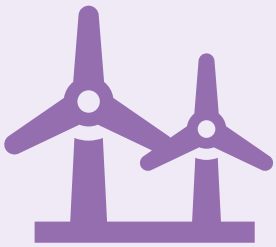


Figure 9.9. Variation des coûts d'acquisition de certaines installations solaires en Ontario, 2009-2017

Remarque : Les valeurs ne tiennent pas compte de l'inflation. Seules les catégories de projets de TRG de grandes et de petites tailles offertes en continu de 2009 à 2017 sont incluses dans le graphique.

Source : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, 2017 FIT Price Review, Background Information, le 31 août 2016,

Ressource de production	Raisons principales de l'augmentation des coûts



Énergie Éolienne

Prix moyen en 2006 : 7,8 ¢/kWh
en 2016 : 15,8 ¢/kWh
2017 et au-delà : ↓

Coût en 2016 : 1 692 millions de $
(↑1,658 millions de $ depuis 2006)

	2006	20	Delta 2006→2016
Capacité	397 MW	4 457 MW (534 projets décentralisés)	4 060 MW
Facteur de capacité totale : 15 % (pointe estivale : 30 %, pointe hivernale : 5 %)			
Approvisionnement	0,4 TWh	10,7 TWh	10,3 TWh

L'énergie éolienne représentait la troisième augmentation de coûts de production la plus importante entre 2006 et 2016 avec 26 %. Comme l'énergie solaire, l'électricité qu'elle procure est dépourvue de carbone.

Approvisionnement : De 2004 à 2008[57], l'Ontario a acquis de l'énergie éolienne par l'entremise du programme concurrentiel d'approvisionnement en énergie renouvelable (cible de 1 500 MW)[58]. Le coût moyen des 1 509,4 MW de contrats des projets éoliens sur les côtes signés en vertu du programme était de 9,5 ¢/kWh[59]. Après le programme d'approvisionnement en énergie renouvelable, le Programme d'offre standard en matière d'énergie renouvelable non concurrentiel pour les projets de moins de 10 MW a donné lieu à la signature de 284,9 MW de contrats éoliens à long terme au coût de 11 ¢/kWh[60]. À partir de 2009, l'énergie éolienne a été acquise en vertu du programme de TRG à 13,5 ¢/kWh pour les projets sur les côtes, un coût réduit à 11,5 ¢/kWh[61] en 2011. En 2013 la taille des projets a été limitée à 500 kW et les prix sont restés les mêmes pendant un certain temps, pour ensuite être augmentés à 12,5 ¢/kWh (voir la note en fin de chapitre pour obtenir de plus amples renseignements)[62]. Au total, 2 127 MW d'énergie éolienne ont été acquis en vertu du programme de TRG[63].

En 2016, la province a acquis 299,5 MW de projets éoliens d'envergure (>500 kW) à un coût moyen de 8,59 ¢/kWh en vertu du programme concurrentiel d'approvisionnement de grands projets d'énergie renouvelable. La figure 9.10 présente l'évolution des prix de l'approvisionnement en énergie éolienne en Ontario. La figure 9.11 montre la quantité de capacité éolienne acquise selon les différentes fourchettes de prix. Les prix moyens sont supérieurs à ces tarifs, en raison de l'inflation, des majorations pour la participation des municipalités, des collectivités et des peuples autochtones et parce qu'une certaine part de l'électricité éolienne potentielle est limitée plutôt que produite (pour laquelle les producteurs sont tout de même payés).

Le coût moyen de l'énergie éolienne (par unité d'électricité produite) a grimpé au fil du temps, à mesure que les projets aux prix de TRG plus élevés ont été mis en service, plusieurs années après leur acquisition.

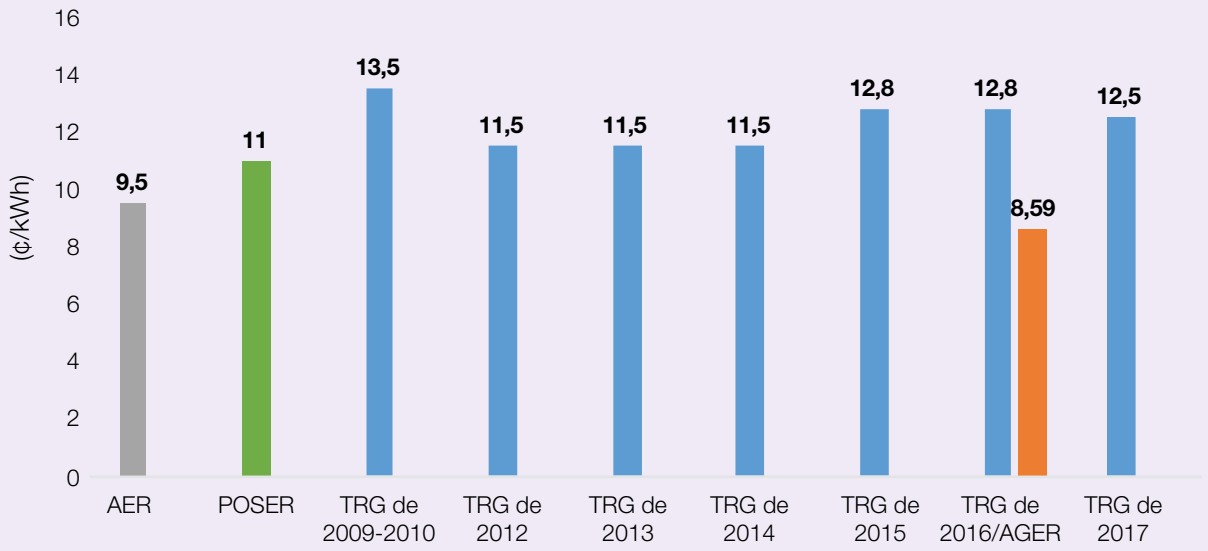


Figure 9.10. Prix des acquisitions éoliennes en Ontario en vertu des programmes d'AER, POSER, de TRG et d'AGER (2004-2017)

Remarque : Les valeurs ne tiennent pas compte de l'inflation. Les projets éoliens faisant partie du programme de TRG jusqu'en 2012 n'étaient pas assujettis à une limite de taille, après 2012, ils devaient être inférieurs à 500 kW. Les projets d'AER devaient être inférieurs à 10 MW. Les projets d'AGER devaient être supérieurs à 500kW.

Source : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, 2017 FIT Price Review, Background Information, présentation, le 31 août 2016, diapo 22. Vérificatrice générale, « Secteur de l'électricité-Initiatives en matière d'énergie renouvelable », Rapport annuel de 2011, Toronto, 2011, p. 113.

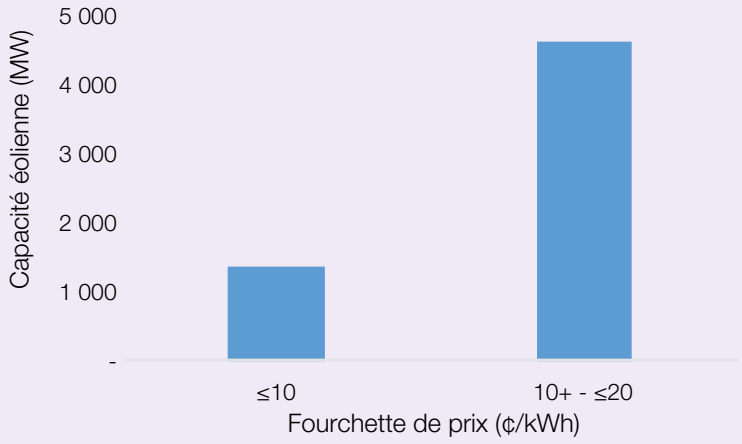


Figure 9.11. Capacité éolienne acquise selon différentes fourchettes de prix, Ontario, janvier 2018

Source : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 31 janvier 2018.

Pointe hivernale : La SIERE croit que pour chaque MW d'énergie éolienne acquis, 30 % réduisent la demande de pointe hivernale de façon fiable[64].

Notes de fin de chapitre

1. Selon la feuille de calcul de l'inflation de la Banque du Canada, en ligne : <https://www.banqueducanada.ca/taux/renseignements-complementaires/feuille-de-calcul-de-linflation/>. (consulté le 13 mars 2018).
2. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, Module 1: State of the Electricity System: 10-Year Review, présentation, août 2016, diapo 40.
3. La demande nette (ce qui comprend la production décentralisée, les économies d'énergie, les importations, mais pas les exportations) était de 151 TWh en 2006 et de 142,9 TWh en 2016 (-5,4 %). (SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 31 janvier 2018.)
4. La redevance de liquidation de la dette a été imposée pour rembourser la dette restante d'Ontario Hydro, causée principalement par les dépassements de coût de la construction des centrales nucléaires. Le remboursement de cette dette ajoute environ sept dixièmes d'un cent (0,007 $) par kilowattheure jusqu'au 31 mars 2018.
5. Les économies des programmes provinciaux d'économie d'énergie ne comprennent pas celles de la catégorie « autres influences » (Q3) (SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, janvier 2017, le 31 janvier 2018 et le 15 mars 2018).
6. Ibid.
7. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, 2011-2014 Conservation Results Report, Toronto, 2015, p. 10, en ligne, [www.ieso.ca/-/media/files/ieso/document-library/conservation-reports/annual/conservation-results-report-2011-2014.pdf].
8. COMMISSION DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 17 janvier 2018.
9. Toutefois, les coûts pour les participants liés aux programmes d'économie d'énergie ne sont pas compris dans cette évaluation.
10. COMMISSION DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, janvier 2018.
11. COMMISSION DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO, EB-2016-0160 Decision and Order, Toronto, le 28 septembre 2017, révisé le 1er novembre 2017, p. 26, en ligne, [www.rds.oeb.ca/HPECMWebDrawer/Record/589028/File/document].
12. COMMISSION DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO, EB-2016-0160 Decision, Toronto, le 20 décembre 2017, p. 1, en ligne, [www.rds.oeb.ca/HPECMWebDrawer/Record/594507/File/document]. Le taux d'inflation du dollar canadien en 2017 était de 1,83 %. (BANQUE DU CANADA, Feuille de calcul de l'inflation, en ligne, [https://www.banqueducanada.ca/taux/renseignements-complementaires/feuille-de-calcul-de-linflation/] (consulté le 13 mars 2018).
13. GROUPE D'ÉTUDE SUR L'APPROVISIONNEMENT ET LA CONSERVATION EN MATIÈRE D'ÉLECTRICITÉ, Tough Choices: Addressing Ontario's Power Needs, Final Report to the Minister, Toronto, ministère de l'Énergie, le 9 janvier 2004, p. 1. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 31 janvier 2018.
14. Capacité totale en 2005 : 30 838 MW (-6 434 MW du charbon = 24 404 MW). Capacité totale en 2015 : 38 887 MW. (SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 31 janvier 2018. Contribution de la nouvelle capacité à répondre aux demandes de pointe hivernales et estivales de la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, Module 4: Supply Outlook, présentation, août 2016, diapo 40 (Q5).
15. Les dépenses liées aux « autres sources » ont augmenté de 26 millions de dollars et la production est passée de 0,9 à 0,7 TWh. Les exportations nettes ont augmenté de 8,7 TWh par rapport à 2006, ce qui a coûté au réseau 68 millions de dollars supplémentaires en perte de recettes potentielles. (SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 31 janvier 2018.)
16. MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE, « Le réseau d'électricité de l'Ontario –Foire aux questions », en ligne, [www.energy.gov.on.ca/fr/ontarios-electricity-system/ontarios-electricity-system-faqs/] (consulté le 14 mars 2018).
17. COMMISSAIRE À L'ENVIRONNEMENT DE L'ONTARIO, Chaque goutte est précieuse, Rapport annuel sur les progrès liés à l'économie d'énergie de 2016-2017, volume un, Toronto, mai 2017, figure 6.2.
18. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 31 janvier 2018. Les exploitants d'éoliennes doivent également diminuer une petite partie de leur production nocturne (à leurs frais) du 15 juillet au 30 septembre en raison des lignes directrices sur les chauves-souris qu'ils doivent respecter dans le cadre des Autorisations de projet d'énergie renouvelable. Cette diminution obligatoire ne fait pas partie du coût ajusté de production. (MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT ET DE L'ACTION EN MATIÈRE DE CHANGEMENT CLIMATIQUE, Wind Power and Bats: the Science and Policy Context in Ontario, le 15 novembre 2017, diapo 12.)
19. COMMISSION DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO, Decision and Order EB-2016-0152, Ontario Power Generation Inc., Application for payment amounts for the period from January 1, 2017 to December 31, 2021, Toronto, le 28 décembre 2017, p. 152-156.
20. Environ 50 % des coûts en capital des programmes d'économie d'énergie sont payés par les abonnés, le reste est payé par le participant (p. ex., l'entreprise qui applique la mesure d'économie d'énergie). (Voir l'encadré Comparaison du coût de l'économie d'énergie.)
21. En 2014, le ministère de l'Énergie a examiné une proposition de modification du traitement des coûts d'économie d'énergie; toutefois, cette proposition n'a pas été mise en œuvre. (MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE, Priorité à la conservation de l'énergie : Vision renouvelée de la conservation de l'énergie en Ontario, Toronto, 2014, p. 4.)
22. WINFIELD, M., et MACWHIRTER, B., « Competing paradigms, Policy Windows and the Search for Sustainability in Ontario Electricity Policy » dans Albo, G., et McDermid, R., éd, Divided Province: Ontario in the Age of Neo-Liberalism, University of Toronto Press, en révision par les pairs.
23. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 31 janvier 2018. Total obtenu du Bureau de la vérificatrice générale de l'Ontario, Rapport annuel 2011, Toronto, automne 2011, p. 103.

24. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, « Ontario's Feed-In Tariff Program Backgrounder », communiqué de presse, le 16 décembre 2009. MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE, Programme de tarifs de rachat garantis de l'Ontario, Rapport d'examen biennal, Toronto, le 19 mars 2012, p. 13, en ligne, [http://www.energy.gov.on.ca/fr/files/2011/10/FIT-Review-Report_fr.pdf].

25. RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21ST CENTURY, Renewables Global Status Report: 2009 Update, Paris, REN21 Secretariat, 2009, p. 18. MENDOCA, M., et JACOBS, D., « Feed-in Tariffs Go Global: Policy in Practice », Renewable Energy World, le 17 septembre 2009, en ligne, [www.renewableenergyworld.com/articles/print/volume-12/issue-4/solar-energy/feed-in-tariffs-go-global-policy-in-practice.html].

26. FELL, H.J., « The shift from feed-in-tariffs to tenders is hindering the transformation of the global energy supply to renewable energies », IRENA, Abu Dhabi, juillet 2017, p. 9-10, en ligne, [energywatchgroup.org/wp-content/uploads/2018/01/2017-07-15-Policy_Paper_Feed-in_Tariff_Tenders.pdf].

27. Par exemple, le ministre a ordonné que 100 MW des 200 MW qui devaient être accordés en vertu du TRG 2 soient réservés à la participation communautaire et des peuples autochtones. IVEY BUSINESS SCHOOL, « Renewable Energy Policy and Wind Generation in Ontario », Toronto, janvier 2017, p. 4, en ligne, [www.ivey.uwo.ca/cmsmedia/3775606/renewable-energy-policy-and-wind-generation-in-ontario.pdf].

28. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, vérification de renseignements, mars 2018.

29. MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE, Programme de tarifs de rachat garantis de l'Ontario, Rapport d'examen biennal, Toronto, le 19 mars 2012, en ligne, [http://www.energy.gov.on.ca/fr/files/2011/10/FIT-Review-Report_fr.pdf].

30. IVEY BUSINESS SCHOOL, « Renewable Energy Policy and Wind Generation in Ontario », Toronto, janvier 2017, p. 3, en ligne, [www.ivey.uwo.ca/cmsmedia/3775606/renewable-energy-policy-and-wind-generation-in-ontario.pdf].

31. Les lois sur les TRG au Vermont aux É.-U. et en Nouvelle-Écosse au Canada, par exemple, exigeaient que les TRG soient fixés selon une procédure hautement transparente qui s'appuyait fortement sur la participation des intervenants du public afin d'obtenir des commentaires sur le modèle. En revanche, les modèles allemand et ontarien pour fixer les TRG n'ont pas été rendus publics. (RICKERSON, W., et coll., Feed-in Tariffs as a Policy Instrument for Promoting Renewable Energies and Green Economies in Developing Countries, UNEP, Nairobi, 2012, p. 77. Cependant, l'Office de l'électricité de l'Ontario a tenu une consultation publique de deux mois sur les TRG initiaux proposés et les a quelque peu révisés après la consultation.

32. KREYCIK, C., et coll., Innovative Feed-In Tariff Designs that Limit Policy Costs, National Renewable Energy Laboratory, Colorado, juin 2011, p. 18-19.

33. Directive du ministère de l'Énergie de l'Ontario à l'Office de l'électricité de l'Ontario au sujet du programme d'énergie renouvelable, le 12 juin 2013).

34. SIERE, « Energy Procurement Programs and Contracts: Large Renewable Procurement », en ligne, [www.ieso.ca/Sector%20Participants/Energy%20Procurement%20Programs%20and%20Contracts/Large%20Renewable%20Procurement] (consulté le 14 mars 2018).

35. Coûts pour les abonnés du déménagement des centrales au gaz naturel :
    • Sarnia (centrale déménagée de Mississauga) : 85 millions de dollars;
    • Napanee (centrale déménagée d'Oakville) : de 635 à 775 millions de dollars.

    La centrale de Sarnia a ouvert en 2017 et la centrale de Napanee devrait être mise en service en 2018. (VÉRIFICATRICE GÉNÉRALE DE L'ONTARIO, Mississauga Power Plant Cancellation Costs, Toronto, avril 2013, p. 7. VÉRIFICATRICE GÉNÉRALE DE L'ONTARIO, Oakville Power Plant Cancellation Costs, Toronto, octobre 2013, p. 7-8.

36. Ibid.

37. Étant donné la maturité de la technologie, on s'attend à ce que le rythme de diminution du coût soit plus lent qu'il ne l'a été par le passé. (SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, Module 4: Supply Mix, présentation, août 2016, diapo 55.)

38. On s'attend à ce que les coûts des modules PV solaires diminuent; les prévisions de l'industrie laissent entendre que le taux de diminution du prix annuel moyen sera de 3 %. D'ici 2035, on s'attend à ce que le CUME des projets solaires pour la production en réseau en Ontario soit de 9 à 13 ¢/kWh. Les installations d'envergure inférieure peuvent atteindre de 15 à 23 ¢/kWh. (SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, Module 4: Supply Mix, présentation, août 2016, diapo 55.)

39. Comprend l'incidence du système de tarification du carbone de l'Ontario, fondé sur le prix adjugé des dernières ventes aux enchères de l'Ontario de 2017 (les droits d'émission de 17,38 $/tonne de CO2). (SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 31 janvier 2018.)

40. CADHAM, J., The Canadian Nuclear Industry: Status and Prospects, Waterloo, Centre for International Governance, novembre 2009, p. 6, figure 2, en ligne, [www.cigionline.org/sites/default/files/nuclear_energy_wp08.pdf].

41. BUREAU DE LA RESPONSABILITÉ FINANCIÈRE DE L'ONTARIO, Remise en état des centrales nucléaires, Toronto, le 21 novembre 2017, p. 32.

42. MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE, vérification de renseignements, le 13 mars 2018.

43. BUREAU DE LA RESPONSABILITÉ FINANCIÈRE DE L'ONTARIO, Remise en état des centrales nucléaires, Toronto, le 21 novembre 2017, p. 23.

44. Ibid.

45. Ibid., p. 32.

46. ONTARIO POWER GENERATION, « Assuring the Future », en ligne, [www.opg.com/generating-power/nuclear/nuclear-waste-management/Pages/assuring-the-future.aspx] (consulté le 10 mars 2018).

47. Lettre d'Ontario Power Generation à la Commission canadienne de sûreté nucléaire, le 4 août 2017, p. 2.

48. Commission de l'énergie de l'Ontario, In the matter of an application by Ontario Power Generation Inc., EB-2007-0905, Decision with reasons, Toronto, le 3 novembre 2008, p. 90-91.

49. BUREAU DE LA VÉRIFICATRICE GÉNÉRALE DE L'ONTARIO, Rapport annuel de 2015 : Planification du réseau d'électricité, Toronto, 2015, p. 257. Prix tirés de ZACHER, G., et REED, K., « Renewable Energy Regimes in Canada », Association of Corporate Counsel, le 8 décembre, p. 3, en ligne, [www.acc.com/legalresources/quickcounsel/reric.cfm?makepdf=1]. Total obtenu de la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 31 janvier 2018.

50. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 31 janvier 2018.

Feed-in-Tariff Program Pricing (¢/kWh)									
Renewable Fuel	**Size tranches**	**Sept 24, 2009**	**Aug 13, 2010**	**Apr 5, 2012**	**Aug 26, 2013**	**Jan 1, 2014**	**Sept 30, 2014/ Jan 1, 2016**	**Jan 1/ Jul 21, 2016**	**Jan 1, 2017**
Solar PV									
Rooftop	≤ 6 kW	80.2	80.2	54.9	39.6	39.6	38.4	31.3	31.1
	> 6kW ≤ 10 kW							29.4	28.8
	> 10 ≤ 100 kW	71.3	71.3	58.4	34.5	34.5	34.3	24.2	22.3
	> 100 ≤ 250 kW			53.9	32.9	32.9	31.6	22.5	20.7
	> 250 ≤ 500 kW	63.5	63.5						
	> 500 kW	53.9	53.9	48.7	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Solar PV									
Non-Rooftop	≤ 10 kW	80.2	64.2	44.5	29.1	29.1	28.9	21.4	21.0
	? 10 kW ≤ 500 kW	44.3	44.3	38.8	28.8	28.8	27.5	20.9	19.2
	> 500 kw ≤ 5 MW			35.0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	> 5 MW			34.7					

Source : SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, « 2017 FIT Price Review, Background Information », présentation, le 31 août 2016, diapo 22.

Une capacité supplémentaire de 300 MW a été mise sous contrat en vertu de l'Entente d'investissement dans l'énergie. Selon le paragraphe 9.1(a) de l'entente, cette capacité a vraisemblablement été obtenue à un coût entre 29,5 ¢/kWh et les TRG actuels. (« Amended and restated Green Energy Investment Agreement by and among Her Majesty the Queen in Right of Ontario as represented by the Minister of Energy and Korea Electric Power Corporation and Samsung C&T Corporation » le 20 juin 2013, en ligne, [www.ontla.on.ca/library/repository/mon/27006/323101.pdf].

51. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 31 janvier 2018.

52. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, « IESO Announces Results of Competitive Bids for Large Renewable Projects », communiqué de presse, le 10 mars 2016, en ligne, [www.newswire.ca/news-releases/ieso-announces-results-of-competitive-bids-for-large-renewable-projects-571651871.html].

53. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, Module 1: State of the Electricity System: 10-Year Review, présentation, août 2016, diapo 8, p. 19.

54. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, 18-Month outlook, données d'octobre 2017 au mois de mars 2019, Toronto, le 21 septembre 2017, p. 11.

58. RIVERS, N., Lessons Learned from a decade of promoting renewable energy in Ontario, Ottawa, Carleton University, le 14 septembre 2015, p. 1-2, en ligne, [carleton.ca/ces/wp-content/uploads/ontario_renewables2.pdf]. BUREAU DE LA VÉRIFICATRICE GÉNÉRALE DE L'ONTARIO, Rapport annuel de 2015, Toronto, p. 257.

59. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 31 janvier 2018. Total obtenu du Bureau de la vérificatrice générale de l'Ontario, Rapport annuel 2011, Toronto, automne 2011, p. 103.

60. Ibid.

61. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 31 janvier 2018.

62.

Feed-in-Tariff Program Pricing (¢/kWh)									
Renewable Fuel	**Size tranches**	**Sept 24, 2009**	**Aug 13, 2010**	**Apr 5, 2012**	**Aug 26, 2013**	**Jan 1, 2014**	**Sept 30, 2014/ Jan 1, 2016**	**Jan 1/ Jul 21, 2016**	**Jan 1, 2017**
Wind									
On-shore	≤ 500 kW	N/A	N/A	N/A	11.5	11.5	12.8	12.8	12.5
	All sizes	13.5	11.5	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

Source : SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, 2017 FIT Price Review, Background Information, présentation, le 31 août 2016, diapo 22.

55. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, Perspectives de planification de l'Ontario, Toronto, septembre 2016, p. 12.

56. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, 18-Month outlook, données d'octobre 2017 au mois de mars 2019, Toronto, le 21 septembre 2017, p. 11.

57. MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE, Market Analysis of Ontario's Renewable Energy Sector by Compass Renewable Energy Consulting Inc., Toronto, le 30 juin 2017, p. 8, en ligne, [www.ontarioenergyreport.ca/pdfs/COMPLETE%20FINAL_MOE%20Ontario%20Market%20Assessment_July%2020,%202017.pdf].

63. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 31 janvier 2018. Une quantité de 968,4 MW d'énergie éolienne supplémentaire a été acquise en vertu de l'Entente d'investissement dans l'énergie. Selon le paragraphe 9.1(a) de l'entente, cette capacité a été vraisemblablement obtenue à un coût entre 10,5 ¢/kWh et les TRG actuels. (« Amended and restated Green Energy Investment Agreement by and among Her Majesty the Queen in Right of Ontario as represented by the Minister of Energy and Korea Electric Power Corporation and Samsung C&T Corporation » le 20 juin 2013, en ligne, [www.ontla.on.ca/library/repository/mon/27006/323101.pdf].)

64. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, Perspectives de planification de l'Ontario, Toronto, septembre 2016, p. 12.

LES RÉPERCUSSIONS SUR L'ENVIRONNEMENT

QUESTION 10

Quelles sont les répercussions environnementales des sources d'électricité de l'Ontario?

Toutes les sources d'électricité ont des répercussions négatives, mais les sources sobres en carbone causent moins de dommages à l'environnement que le changement climatique mondial. L'économie d'énergie est le seul moyen de répondre aux besoins en énergie qui n'a absolument aucune répercussion négative.

Le changement climatique crée de nouvelles conditions écologiques qui transformeront et remanieront les écosystèmes du monde entier et qui contribueront à la perte d'une grande part de la biodiversité de la Terre. Le choix fait par l'Ontario de réduire les combustibles fossiles utilisés dans son réseau d'électricité et de les remplacer par des sources d'électricité sobres en carbone comme l'électricité renouvelable et nucléaire devrait réduire les dommages pour l'environnement à long terme.

Néanmoins, l'Ontario doit évaluer et gérer les répercussions négatives sur l'environnement provenant des sources d'électricité sobres en carbone, particulièrement en raison du nombre croissant de projets. Les effets négatifs sur la biodiversité peuvent souvent être atténués en choisissant judicieusement les emplacements et le mode de fonctionnement des projets de production d'électricité, soit loin des régions à fort potentiel de protection du patrimoine naturel, y compris celles qui abritent des espèces en péril. Les préoccupations spécifiques à l'Ontario comprennent le manque de rigueur du processus d'approbation des projets d'hydroélectricité, l'absence d'une installation de stockage à long terme pour la gestion des déchets nucléaires, les répercussions sur certaines espèces des projets éoliens et des routes pour y accéder ainsi que le manque de considération des effets environnementaux cumulatifs de nos choix en matière d'électricité.

Table des matières

LES FAITS EN DÉTAIL 154

Conséquences du changement climatique sur notre environnement naturel et répercussions de la production issue des combustibles fossiles 154

Méthode d'évaluation des répercussions environnementales des sources d'électricité de l'Ontario 154

Le processus d'évaluation environnementale de la Loi de 2009 sur l'énergie verte pour les projets éoliens et solaires 155

Répercussions de l'électricité éolienne 157

Santé humaine 157

Oiseaux et chauves-souris 157

Autres répercussions environnementales 159

Électricité solaire 159

Hydroélectricité 160

Aménagements hydroélectriques récents en Ontario et processus d'ÉE de portée générale 161

Conclusion 163

Notes de fin de chapitre 164

Les faits en détail…

Conséquences du changement climatique sur notre environnement naturel et répercussions de la production issue des combustibles fossiles

Les conséquences à long terme du changement climatique seront dévastatrices non seulement pour les humains, mais également pour l'environnement naturel. Les changements dans les régimes de température et de précipitations pourraient faire en sorte que l'aire de répartition géographique actuelle de nombreuses espèces ne sera plus en mesure de répondre à leurs besoins. Certaines espèces y gagneront et verront leurs aires de répartition s'agrandir, tandis que d'autres y perdront au change et seront confrontées à un risque élevé d'extinction. La constitution des écosystèmes qui existent aujourd'hui, comme les forêts tempérées et boréales de l'Ontario, sera remaniée et composée de nouvelles combinaisons d'espèces. L'accroissement du nombre d'événements météorologiques extrêmes comme les tempêtes et les sécheresses provoquera des réactions dans les écosystèmes, par exemple des inondations et des feux de forêt. Ces conséquences se feront sentir tant sur le plan mondial qu'en Ontario.

Pour ces raisons, la CEO croit fermement que la production issue des combustibles fossiles, y compris celle des installations au gaz exploitées en Ontario, est plus dommageable pour l'environnement que les autres sources d'électricité. Un réseau d'électricité durable peut inclure des sources de production issue des combustibles fossiles de manière ponctuelle et exceptionnelle, mais pas en tant que source importante de production d'électricité. À long terme, la décarbonisation du réseau d'électricité de l'Ontario réduira les effets néfastes sur l'environnement naturel. Les conséquences des choix de l'Ontario en matière de sources d'alimentation en électricité sur la réduction des gaz à effet de serre sont examinées à la partie Q11.

Cependant, le changement climatique n'est pas le seul facteur environnemental à prendre en compte dans le profil d'approvisionnement. Même les projets liés aux sources d'électricité sobres en carbone, notamment

À long terme, la décarbonisation du réseau d'électricité de l'Ontario réduira les effets néfastes sur l'environnement naturel.

l'énergie nucléaire, éolienne, solaire ou hydroélectrique, ont leurs propres répercussions environnementales, par exemple pour l'acquisition de matériaux, la construction, l'exploitation et la gestion des déchets générés. Dans le passage à un réseau d'électricité sobre en carbone, il est important de s'efforcer activement de réduire au minimum ces répercussions négatives.

Méthode d'évaluation des répercussions environnementales des sources d'électricité de l'Ontario

Le cadre de l'Ontario sur la planification de l'électricité ne fait pas de comparaison explicite des compromis environnementaux inhérents aux différentes sources d'électricité, contrairement aux recommandations émises par la CEO dans son rapport de 2016 sur le Plan énergétique à long terme (PELT)[1]. Fait imprudent, il n'existe aucun processus officiel ou public pour évaluer les répercussions environnementales cumulatives du profil d'approvisionnement en électricité de l'Ontario ni pour orienter ce profil dans l'avenir. À l'opposé, la Colombie-Britannique planifie ses ressources en électricité en prenant des mesures sophistiquées des répercussions sur le sol (empreinte de la région touchée par le développement énergétique), l'eau (zone des nouveaux réservoirs et longueur des tronçons de rivières touchés par l'hydroélectricité) et l'air (émissions de GES et principaux contaminants atmosphériques), lesquelles peuvent être comparées entre les différentes possibilités de combinaison des sources d'électricité[2]. L'Ontario évalue seulement les mérites environnementaux des projets individuels en fonction de chaque site par l'entremise du processus d'évaluation environnementale spécifique à chaque technologie (le sujet est abordé en détail plus loin).

À l'heure actuelle, quatre sources d'électricité sobres en carbone (éolienne, solaire, hydroélectrique et nucléaire) jouent un rôle majeur en Ontario. Les préoccupations environnementales liées à l'électricité nucléaire sont très différentes de celles liées à l'énergie éolienne, solaire et hydroélectrique. Les plus significatives sont les risques de fuites radioactives d'une centrale en exploitation ainsi que la nécessité de disposer des déchets radioactifs continuellement produits. La responsabilité réglementaire quant à la gestion des répercussions environnementales de l'électricité nucléaire relève principalement du palier fédéral. Puisque la remise à neuf des centrales nucléaires est actuellement un élément central dans la planification de l'avenir électrique de l'Ontario, les répercussions de l'électricité nucléaire sur l'environnement et l'économie sont examinées à la partie Q14.

Certaines des principales répercussions de l'électricité éolienne, solaire et hydroélectrique sont brièvement abordées dans le présent chapitre, de même que des questions précises sur les processus d'autorisation de l'Ontario. De nombreux sujets pertinents ont été approfondis dans les précédents rapports sur la protection de l'environnement de la CEO, notamment

- le processus d'autorisation de projet d'énergie renouvelable pour les projets éoliens, solaires et bioénergétiques (sections 2.2 et 2.3 du rapport de 2009-2010 et section 1.5 du rapport de 2012-2013);
- la réglementation sur l'électricité éolienne pour protéger les oiseaux et les chauves-souris (section 3.2 du rapport de 2011-2012, volume 2);
- les répercussions de l'hydroélectricité sur le passage des poissons (section 4.6 du rapport de 2014-2015).

Les préoccupations environnementales liées à l'électricité nucléaire sont très différentes de celles liées à l'énergie éolienne, solaire et hydroélectrique.

Le processus d'évaluation environnementale de la Loi de 2009 sur l'énergie verte pour les projets éoliens et solaires

La Loi de 2009 sur l'énergie verte (LEV) a établi un nouveau processus d'autorisation environnementale distinct pour les technologies d'électricité renouvelable éolienne et solaire (et aussi pour la bioénergie), soit les autorisations de projet d'énergie renouvelable (APER). Une seule APER est nécessaire; elle est octroyée par le ministère de l'Environnement et de l'Action en matière de changement climatique (MEACC) qui consulte les autres ministères au besoin. Les projets qui reçoivent une APER sont exemptés de nombreuses autres exigences liées aux autorisations, y compris du pouvoir des municipalités de contrôler l'emplacement des projets en vertu de la Loi sur l'aménagement du territoire.

Le MRNF et le MEACC n'ont pas encore évalué de manière exhaustive à quel point ces exigences ont fonctionné.

Depuis 2001, 191 projets d'électricité renouvelable ont reçu une APER[3] (près de la moitié des quelque 90 parcs éoliens exploités en Ontario à l'heure actuelle ont été approuvés en vertu d'un autre processus d'autorisation provinciale antérieur[4]).

Selon le processus d'APER, le promoteur doit soumettre des études exhaustives, y compris une évaluation du patrimoine naturel, afin de déterminer si des caractéristiques naturelles se trouvent près du projet proposé ou sur celui-ci et, dans un tel cas, d'évaluer leur importance[5]. Les projets d'énergie renouvelable sont généralement interdits dans les régions qui font une priorité de la protection du patrimoine naturel (p. ex., près ou à l'intérieur de terres humides d'importance provinciale, de boisés importants, d'habitats de la faune significatifs et de zones d'intérêt naturel et scientifique)[6].

Certaines de ces interdictions sur l'aménagement sont absolues (p. ex., l'aménagement d'une centrale dans des terres humides d'importance provinciale), mais d'autres types d'aménagement peuvent être autorisés si une étude sur les incidences environnementales a été menée et si le MEACC, avec l'avis du ministère des Richesses naturelles et des Forêts (MRNF), détermine que les mesures d'atténuation sont suffisantes.

Le MRNF et le MEACC n'ont pas encore évalué de manière exhaustive à quel point ces exigences ont fonctionné en pratique pour préserver le patrimoine naturel depuis l'adoption du processus d'APER. Le MRNF informe la CEO qu'il recommande fréquemment d'éviter les espaces naturels patrimoniaux dans la planification d'un projet et la révision des rapports d'évaluation du patrimoine naturel. Cependant, il n'assure aucun suivi des changements apportés en réponse à ces conseils ni du nombre d'APER qui ont été octroyées sur les sites de projets où des interdictions sur l'aménagement devraient généralement s'appliquer[7].

Les membres du public peuvent interjeter appel contre les APER au Tribunal de l'environnement (TE). Un appel peut être fondé sur deux motifs, à savoir que le fait d'entreprendre le projet d'énergie renouvelable tel qu'il a été approuvé causera[8] :

- soit des dommages graves à la santé des êtres humains;
- soit des dommages graves et irréversibles à des végétaux, à des animaux ou à l'environnement naturel.

Il s'agit du seul type d'autorisation environnementale en Ontario pour lequel une tierce partie (qui n'est pas le titulaire de l'autorisation) peut interjeter appel de plein droit, sans avoir à demander la permission au tribunal[9].

Les exigences liées au processus de l'APER, y compris le droit d'interjeter appel, donnent donc l'occasion de discuter de manière transparente des répercussions environnementales de projets précis liés à l'énergie renouvelable. Le TE a obligé le MEACC à modifier ou à annuler des projets afin de prévenir des dommages à l'environnement naturel (comme il en est question ci-après).

D'autre part, le processus d'APER très détaillé et le droit automatique d'en appeler ainsi que toutes les procédures judiciaires connexes signifient que les promoteurs pourraient être confrontés à des coûts plus élevés et à des délais plus longs avant de pouvoir mettre leur projet en œuvre, ce qui va à l'encontre de l'objectif initial de la LEV, soit de simplifier le processus d'autorisation en matière d'énergie renouvelable. Le problème a particulièrement touché les projets éoliens en raison du taux élevé d'appel.

Même si certaines régions utilisent beaucoup plus d'électricité éolienne que l'Ontario (**Q6**), la province a été un point névralgique de litiges portant sur les projets éoliens. Des appels ont été déposés auprès du TE ou des procédures judiciaires ont été intentées auprès d'autres tribunaux contre la plupart des APER liées à des projets éoliens en Ontario; de plus, la majorité des appels déposés auprès du TE concernaient des projets éoliens, comme le montre la figure 10.1[10]. En février 2018, on rapportait que les cours et les tribunaux canadiens avaient rendu 256 décisions sur des éoliennes, dont 170 en Ontario. Ces chiffres comprennent les tentatives infructueuses visant à renverser les APER selon les critères juridiques de la Loi sur la protection de l'environnement (art. 142.1). Le temps moyen de mise en œuvre d'un projet éolien en Ontario après conclusion d'un contrat est passé de 29 mois à 41 mois pour des projets qui ont été conclus après l'entrée en vigueur de la LEV[11]. Les coûts élevés et les longs délais signifient également que les promoteurs doivent avoir de grandes ressources financières, puisque les frais doivent être payés à l'avance et que les revenus ne sont obtenus que lorsque le projet est en service et qu'il génère de l'électricité.

La province a été un point névralgique de litiges portant sur les projets éoliens.

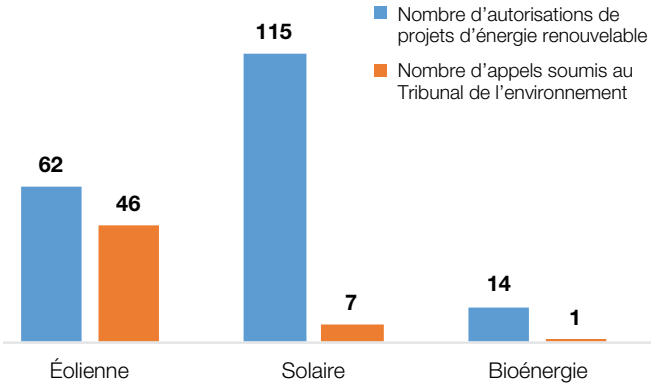


Figure 10.1. Autorisations de projets d'énergie renouvelable portés en appel auprès du Tribunal de l'environnement, par type de technologie

Source : Ministère de l'Environnement et de l'Action en matière de changement climatique, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 27 décembre 2017. Tribunal de l'environnement, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 20 février2018.

Répercussions de l'électricité éolienne

Santé humaine

De nombreuses raisons ont été citées pour s'opposer aux parcs éoliens, y compris une croyance bien ancrée selon laquelle les éoliennes nuisent à la santé humaine, souvent en raison du bruit qu'elles produisent. Pour tous les 46 projets éoliens qui ont été amenés en appel au TE, ce sont les dommages graves à la santé des êtres humains qui ont été cités comme l'un des motifs d'appel[12]. Après avoir consulté une grande quantité d'experts et pris en considération de nombreuses études de partout dans le monde, le TE a rejeté tous les appels qui étaient fondés sur les prétendus dommages à la santé humaine. Seul le projet de parc éolien Fairview dans le comté de Simcoe a fait exception, puisque l'emplacement proposé se trouvait trop près de l'aéroport Collingwood et aurait donc pu avoir un effet sur la sécurité aérienne.

Les répercussions liées au bruit des projets éoliens sur les personnes sont contrôlées au moyen de limites sonores inscrites dans les APER ainsi qu'au moyen de zones de retrait obligatoires décrites dans la Loi sur la protection de l'environnement. Les zones de retrait minimales pour les grandes éoliennes sont une distance de 550 mètres du

Le TE a rejeté tous les appels qui étaient fondés sur les prétendus dommages à la santé humaine.

plus près « récepteur de bruit » non participant (structures qui peuvent être utilisées comme résidences ou bâtiments institutionnels)[13]. De plus grandes zones de retrait ou des exigences supplémentaires requérant des études sur le bruit s'appliquent pour les éoliennes dont le niveau de décibels est plus élevé ou encore lorsque de nombreuses éoliennes sont regroupées[14].

Oiseaux et chauves-souris

Les éoliennes blessent les oiseaux et les chauves-souris lors de collisions et, dans le cas des chauves-souris, par des blessures occasionnées par les changements de pression atmosphérique près des éoliennes. Afin de réduire ces répercussions, les projets éoliens d'envergure doivent répondre à des exigences spéciales lors du processus d'APER qui consistent à répertorier et évaluer les habitats des oiseaux et des chauves-souris ainsi qu'à déplacer les projets loin des habitats significatifs ou encore à élaborer un plan pour atténuer les effets négatifs.

Les promoteurs de projets doivent également surveiller la mortalité chez les oiseaux et les chauves-souris pendant trois ans après la construction et prendre des mesures d'atténuation obligatoires si certains seuils de mortalité sont dépassés[15]. Toutes les données de surveillance doivent être déclarées au MEACC et versées dans la base de données du Suivi des populations d'oiseaux et de chauves-souris relié à l'énergie éolienne. Le plus récent résumé indique qu'en moyenne, chaque éolienne en Ontario est responsable de la mort d'environ 17 chauves-souris et 6 oiseaux par année[16]. Avec 2 465 éoliennes en fonction à la fin de l'année 2016, le total annuel des chauves-souris tuées est estimé à 42 000, et celui des oiseaux tués, à 15 000. La CEO continue de recommander que les éoliennes ne soient pas permises dans les aires importantes de nidification.

Les éoliennes blessent les oiseaux et les chauves-souris.

Les éoliennes peuvent blesser les oiseaux ou les chauves-souris si leur exploitation ou leur emplacement n'est pas adéquat.

Source : Gouvernement de l'Ontario.

Les répercussions des éoliennes sur les chauves-souris sont particulièrement préoccupantes. Quoique l'incidence des éoliennes de certains emplacements sur certaines espèces d'oiseaux soit significative, les autres causes de mortalité (comme les chats domestiques et les collisions avec des fenêtres) sont habituellement beaucoup plus élevées que les éoliennes pour la plupart des oiseaux[17]. Dans le cas des chauves-souris, toute autre cause de mortalité supplémentaire est une préoccupation grave. Depuis l'adoption de la LEV, les populations de chauves-souris sont gravement menacées par d'autres facteurs, particulièrement le syndrome du museau blanc, qui a causé un déclin significatif des populations de chauves-souris qui hibernent[18]. Désormais en voie de disparition, la petite chauve-souris brune représente environ 9 % des morts de chauves-souris causées par les éoliennes en Ontario[19].

Le MRNF indique que 17 projets éoliens de catégorie 3 ou 4 dotés d'une APER ont relevé des niveaux de mortalité

Dans le cas des chauves-souris, toute autre cause de mortalité supplémentaire est une préoccupation grave.

des oiseaux ou des chauves-souris qui dépassent le seuil établi. Le seuil de mortalité pour les chauves-souris a été dépassé pour douze de ces projets éoliens (observation de dix chauves-souris tuées par éolienne par année, en moyenne pour toutes les éoliennes de la centrale)[20]. Ces installations ont l'obligation de réduire leur production lorsque les chauves-souris sont dans leur période d'activité la plus active, soit lorsque les vents soufflent sous la barre des 5,5 m/sec., du coucher au lever du soleil, du 15 juillet au 30 septembre. Les neuf installations qui ont effectué un suivi d'au moins un an sur l'efficacité des mesures de réduction mises en œuvre ont vu le nombre de morts de chauves-souris diminuer et huit d'entre elles ont réussi à passer sous le seuil acceptable de mortalité[21]. Le compromis est que cette mesure d'atténuation diminue la capacité de production d'électricité du projet durant les périodes estivales où la demande peut être élevée. Neuf projets examinent ou prennent également des mesures pour réduire leurs répercussions sur les oiseaux.

Les récentes APER portent une plus grande attention aux répercussions sur les chauves-souris et imposent des mesures d'atténuation plus strictes que celles exigées par les Lignes directrices pour les projets d'énergie éolienne ayant une incidence sur les chauves-souris du MRNF. Dans le cas du projet éolien de l'île d'Amherst, ces mesures comprennent le fait d'interrompre l'exploitation des éoliennes de manière préventive durant les périodes de vents faibles où les chauves-souris sont le plus à risque ainsi que durant les périodes de vents forts si des morts sont répertoriées.

Des recherches importantes sont en cours afin de trouver des solutions pour réduire la mortalité chez les chauves-souris et les oiseaux de proie; elles pourraient mener à d'autres réductions de la production.

Autres répercussions environnementales

D'autres valeurs environnementales peuvent être endommagées par les routes d'accès aux projets éoliens. Dans plusieurs cas, le TE a modifié ou révoqué des APER afin d'éviter des dommages graves et irréversibles à la flore, la faune ou l'environnement naturel. Par exemple :

- le projet éolien Settler's Landing sur le site de Kawartha Lakes a proposé des aménagements qui seraient (en partie) situés sur un boisé important de la moraine d'Oak Ridges. Le TE a fait retirer une éolienne et une route d'accès afin de limiter les dommages au boisé et il a également exigé des mesures supplémentaires pour sa remise en état;
- le projet éolien Ostrander Point dans le comté de Prince Edward s'est vu révoquer son APER parce que sa route d'accès aurait causé de graves dommages irréversibles à la population locale de tortue mouchetée (espèce menacée), malgré que le MRNF lui avait octroyé un permis « d'avantage plus que compensatoire » en vertu de la Loi de 2007 sur les espèces en voie de disparition. Le site était également une aire importante de nidification;
- le projet éolien de White Pines (aussi dans le comté de Prince Edward) a aussi vu son APER modifiée (retrait du 2/3 de ses éoliennes) pour protéger la tortue mouchetée et la petite chauve-souris brune.

Les projets éoliens requièrent également une grande quantité de béton; de plus, à la fin de leur vie utile, il sera nécessaire de disposer de leurs pales imposantes.

L'électricité solaire (photovoltaïque) est peut-être l'option de production d'électricité la moins dommageable pour l'environnement.

Électricité solaire

L'électricité solaire (photovoltaïque) est peut-être l'option de production d'électricité la moins dommageable pour l'environnement. L'électricité solaire ne produit aucune émission directe de polluants dans l'air ou dans l'eau; cependant elle utilise des matériaux rares qui peuvent être importés d'un peu partout dans le monde. Les onduleurs qui convertissent l'électricité émettent du bruit dans les parcs solaires, mais moins que les parcs éoliens et il ne s'agit habituellement pas d'une grande préoccupation[22]. Les centrales solaires au sol de plus de 500 kW doivent obtenir une APER[23].

Le plus grand aspect négatif des centrales solaires est probablement leur faible densité énergétique. La superficie totale de terrain nécessaire pour produire une unité d'électricité grâce à l'énergie solaire est supérieure à la plupart des autres sources d'énergie, et cette superficie ne peut donc être utilisée à d'autres fins, comme servir d'habitat faunique ou produire de la nourriture. Par exemple, la grande centrale solaire de Kingston, en Ontario, dont la capacité nominale est de 100 MW, couvrira 261 hectares (2,6 kilomètres carrés) de terres et nécessitera 426 000 panneaux solaires. Afin d'empêcher que les centrales solaires ne couvrent une grande superficie de terres agricoles de qualité, le programme de tarif de rachat garanti (TRG) a limité l'aménagement de projets solaires au sol sur les terres agricoles de qualité supérieure (catégorie 1, 2 ou 3) et ces interdictions devraient être maintenues dans le cadre du programme de facturation nette[24].

Les parcs solaires génèrent une électricité propre, mais occupent une grande surface (parc solaire d'Enbridge, à Sarnia)
Source : Enbridge.

Bien sûr, les installations solaires intégrées aux édifices et aux structures, par exemple sur les toits, constituent une utilisation complémentaire aux activités existantes et ne requièrent aucune superficie de terrain supplémentaire. L'Ontario a reconnu qu'il s'agit là d'un avantage et a favorisé les installations solaires sur les toits dans ses politiques sur l'énergie renouvelable en offrant des tarifs de rachat plus élevé et en n'exigeant pas l'obtention d'une autorisation environnementale.

Hydroélectricité

Contrairement à l'électricité éolienne et solaire, l'hydroélectricité dépend de sites précis où des dénivellations prononcées de l'élévation d'une rivière permettent de produire de l'électricité. Il est peu, sinon impossible d'atténuer les répercussions environnementales en déplaçant de tels projets, de sorte que la plus grande part des décisions environnementales doivent être prises lors du processus de sélection de l'emplacement.

Les barrages peuvent être utilisés pour accroître la hauteur d'une chute d'eau naturelle et ainsi produire davantage d'électricité; si le niveau de l'eau retenue derrière le barrage peut monter et baisser, alors celui-ci pourra servir de forme de stockage d'énergie pour produire de l'électricité dans les périodes de forte demande. Malheureusement, les caractéristiques qui augmentent la valeur de ce type d'aménagement pour le réseau d'électricité peuvent également rendre l'aménagement plus dommageable d'un point de vue écologique. Plus le barrage est haut, plus loin en amont l'environnement aquatique est altéré, et le stockage derrière des réservoirs crée des changements artificiels dans le niveau de l'eau, le débit de l'eau et la morphologie de la rivière (érosion et sédimentation)[25]. Les centrales et barrages hydroélectriques posent également une menace directe aux poissons et constituent un obstacle à leur migration et malgré cela peu d'installations hydroélectriques de l'Ontario sont équipées de passages pour les poissons. Des mesures d'atténuation peuvent réduire les répercussions environnementales, comme le fait de maintenir le débit d'eau à un niveau minimal et d'utiliser

des structures qui réduisent l'apport d'eau dans les turbines.

Aménagements hydroélectriques récents en Ontario et processus d'ÉE de portée générale

La première ronde du programme de TRG élaboré en vertu de la LEV a octroyé des contrats pour 57 petits projets hydroélectriques partout dans la province, dont plusieurs sur des terres de la Couronne dans le Nord de l'Ontario. Ces projets n'incluaient pas les nouveaux barrages de grande envergure; ils étaient souvent de type « au fil de l'eau modifié »[26], qui permet de stocker l'eau (au moyen de bassins d'amont) sur de courtes périodes (au cours d'une journée) et donc de modifier le niveau et le débit de l'eau. Les projets hydroélectriques ont été conçus de cette manière parce que les contrats de TRG offraient des taux supérieurs pour l'électricité fournie durant les périodes de pointe de la journée afin de reconnaître la grande valeur économique de l'électricité fournie durant les périodes de pointe sur le réseau d'électricité.

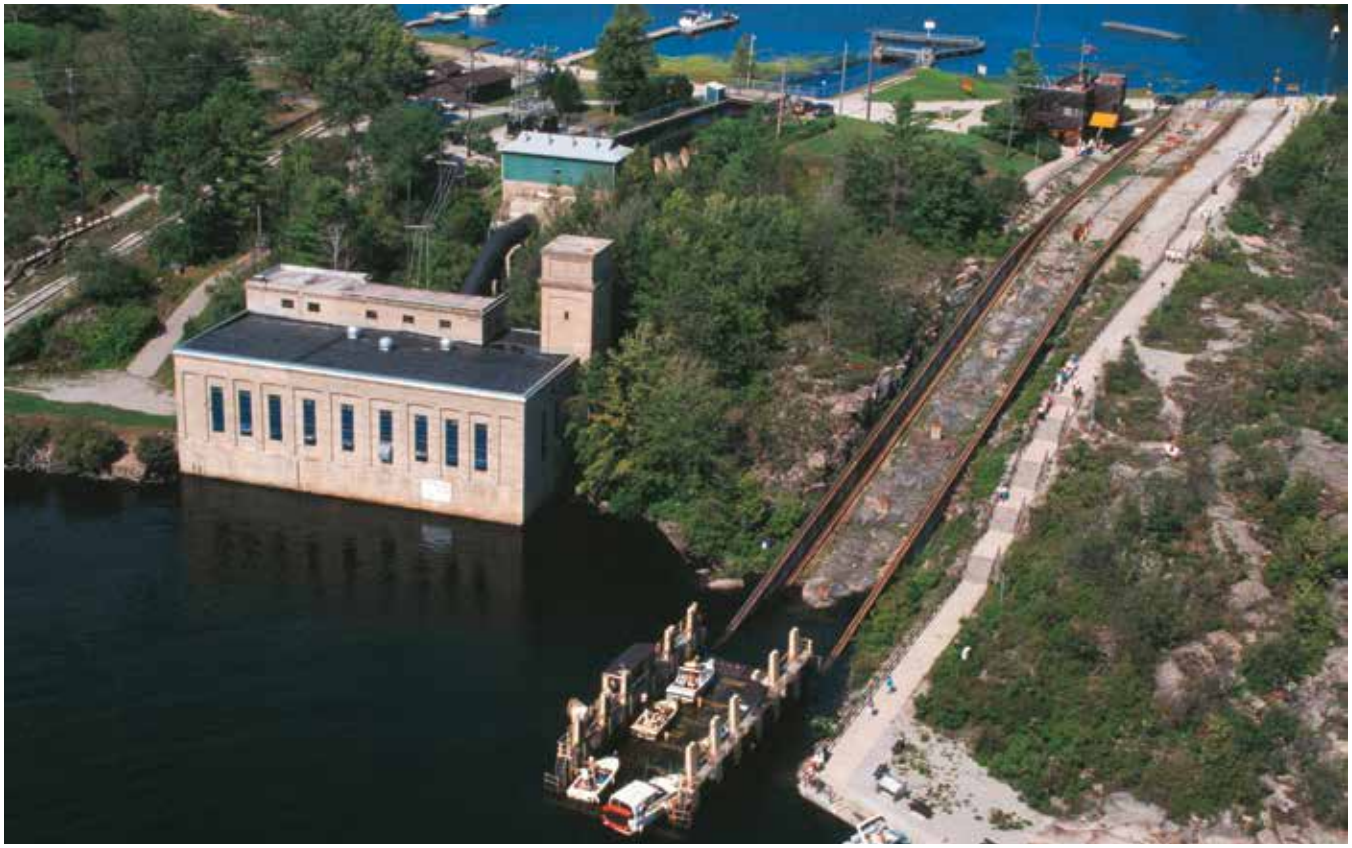
Au contraire des processus liés à l'électricité éolienne, solaire et au biogaz, le processus d'autorisation environnementale pour la plupart des projets d'hydroélectricité est une évaluation environnementale de portée générale effectuée par le promoteur[27]. Les ÉE de portée générale sont conçues pour les projets qui sont courants et dont les répercussions environnementales sont prévisibles et peuvent être atténuées[28]. Le MEACC ne joue pas le rôle d'approbateur officiel dans ce processus, mais il participe à l'étude des documents soumis par le promoteur afin de s'assurer que les exigences du processus d'ÉE de portée générale sont bien remplies[29]. Aucun examen du processus de sélection de l'emplacement n'est effectué dans le cadre de l'ÉE de portée générale[30].

Selon la CEO, cette approche ne convient pas aux nouveaux projets hydroélectriques et le modèle mené par les promoteurs est inadéquat en tant qu'évaluation environnementale. Le meilleur exemple est Xeneca Power, une compagnie qui avait à l'origine obtenu des contrats de TRG pour 19 emplacements différents. Dans une revue plutôt cinglante sur l'exhaustivité de la demande de Xeneca pour l'un de ces projets (le projet « The Chute » sur la rivière Ivanhoe), le MEACC a soulevé de nombreuses préoccupations, notamment sur des changements à mi-parcours du projet sans avoir adéquatement analysé les répercussions environnementales et les mesures d'atténuation potentielles, une consultation inadéquate et un manque de transparence[31]. Le MEACC a conclu que le projet n'avait pas été planifié conformément aux exigences de l'ÉE de portée générale et a recommandé à Xeneca de prendre des mesures supplémentaires, ce qui a temporairement empêché le projet d'aller de l'avant. Au final, les contrats de TRG de Xeneca ont été résiliés pour les 19 projets proposés.

Le succès de l'ÉE de portée générale semble limité en ce qui concerne les objectifs des promoteurs quant au respect des échéanciers et des budgets des projets. Les rapports sur les progrès rédigés par l'Ontario Waterpower Association ont souligné des préoccupations relatives aux coûts fixes élevés du processus d'autorisation environnementale ainsi qu'aux longs délais nécessaires pour achever le processus[32]. Malgré ces défis, le MEACC a indiqué qu'il ne compte pas apporter de changements au modèle d'autorisation réglementaire pour les projets hydroélectriques[33]. En 2018, l'Ontario Waterpower Association terminera une revue sur cinq ans de l'ÉE de portée générale durant laquelle elle s'est penchée sur l'efficience et l'efficacité du processus de planification puis a évalué les nouvelles exigences réglementaires et les pratiques exemplaires relatives aux projets d'hydroélectricité[34].

L'aménagement de projets hydroélectriques présente habituellement une empreinte environnementale inférieure lorsqu'il s'effectue sur des sites qui ont déjà subi des modifications, notamment en utilisant des barrages construits à d'autres fins (pour contrôler des inondations ou pour la navigation) ou des installations hydroélectriques existantes afin d'en augmenter la capacité de production (p. ex., modernisation avec des turbines plus efficaces). Le plus grand aménagement hydroélectrique réalisé en Ontario au cours des dernières années est le projet de la partie inférieure de la rivière Mattagami d'Ontario Power Generation, lequel a ajouté 438 MW de nouvelle puissance au moyen d'améliorations majeures à quatre de ses centrales hydroélectriques existantes.

Quelles sont les répercussions environnementales des sources d'électricité de l'Ontario?



Utilisation multiple d'un cours d'eau pour l'hydroélectricité et la navigation – voie navigable de Trent-Severn à Big Chute.

Source : Ontario Power Generation.

Depuis la première ronde du programme de TRG (Initiative de négociation de contrats de production d'énergie hydroélectrique et Programme d'offre standard en matière d'énergie hydroélectrique), l'approvisionnement hydroélectrique a été axé sur les occasions d'apporter des améliorations aux sites sur lesquels se trouvent déjà des barrages[35]. La tendance s'est poursuivie avec le Programme d'approvisionnement de grands projets d'énergie renouvelable; les quatre projets hydroélectriques qui ont fait l'objet d'un contrat dans le cadre de ce programme seront situés près de barrages existants sur le cours d'eau Trent-Severn. Le PELT de 2017 fait mention d'autres occasions de tirer profit des actifs hydroélectriques existants.

Les conséquences environnementales du développement de l'hydroélectricité sont également préoccupantes pour les importations provenant du Québec. La province de Québec a effectué des modifications importantes à son paysage pour le développement de l'hydroélectricité, notamment en construisant d'énormes barrages qui ont transformé des rivières dont le courant s'écoulait autrefois librement en lacs, inondant ainsi des milliers de kilomètres de terres. Hydro-Québec continue de construire des barrages sur des rivières éloignées pour produire de l'hydroélectricité; le plus récent exemple est celui du barrage sur la rivière Romaine, sur la rive nord du Saint-Laurent. Le plan stratégique actuel d'Hydro-Québec indique que le prochain projet hydroélectrique majeur sera élaboré lorsque le complexe de la Romaine sera terminé[36]. Ce plan pourrait se dérouler comme prévu, peu importe

les mesures prises en Ontario, mais il serait également possible qu'un projet d'exportation vers l'Ontario favorise la création de conditions d'affaires favorables à un projet qui ne serait pas rentable autrement.

Même les sources sobres en carbone peuvent causer des dommages, particulièrement si les projets sont construits aux mauvais emplacements.

Conclusion

D'un point de vue environnemental à long terme, le passage de l'Ontario à l'électricité renouvelable et nucléaire est une amélioration par rapport à la production issue des combustibles fossiles. Cependant, étant donné l'ampleur de la consommation d'électricité de l'Ontario, même les sources sobres en carbone peuvent causer des dommages, particulièrement si les projets sont construits aux mauvais emplacements. Pour obtenir de plus amples renseignements sur les répercussions environnementales de l'énergie nucléaire, voir la partie Q14. L'économie d'énergie évite les effets négatifs liés à l'agrandissement de l'infrastructure électrique et réduit l'empreinte environnementale de la consommation d'électricité de l'Ontario, ce qui constitue une autre raison de lui accorder la priorité.

Notes de fin de chapitre

1. COMMISSAIRE À L'ENVIRONNEMENT DE L'ONTARIO, Élaboration du Plan énergétique à long terme de 2017, Toronto, décembre 2016, p. 16-17.
2. BC HYDRO, Integrated Resource Plan, Vancouver, 25 novembre 2013, p. 6-65.
3. Une liste complète des projets pour lesquels une demande d'APER a été soumise se trouve en ligne, à l'adresse : https://www.ontario.ca/fr/page/liste-des-projets-denergie-renouvelable. Durant la rédaction du présent rapport, deux projets se sont vus refuser une APER et le statut actuel de huit autres est « soumission renvoyée ou retirée ».
4. Le processus d'examen environnemental en vertu du Règl. de l'Ont. 116/01 pris en application de la Loi sur les évaluations environnementales.
5. Les exigences précises sont décrites dans le document suivant : MINISTÈRE DES RICHESSES NATURELLES ET DES FORÊTS, Guide d'évaluation du patrimoine naturel pour des projets d'énergie renouvelable, 2e édition, Imprimeur de la Reine pour l'Ontario, Toronto, 2012.
6. Règl. de l'Ont. 359/09, article 37-46.
7. MINISTÈRE DES RICHESSES NATURELLES ET DES FORÊTS DE L'ONTARIO, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 12 janvier 2018.
8. Loi sur la protection de l'environnement, par. 142.1(3)
9. La Loi sur l'aménagement du territoire présente aussi des dispositions étendues concernant le droit d'interjeter appel.
10. TRIBUNAL DE L'ENVIRONNEMENT, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 20 février 2018.
11. LOUDERMILK, M., Renewable Energy Policy and Wind Generation in Ontario, Ivey Foundation, Toronto, janvier 2017, p. 1. Toutefois, après la lecture du rapport, il n'est pas possible de conclure avec certitude que le processus des APER constitue la raison derrière les longs délais de mise en œuvre.
12. TRIBUNAL DE L'ENVIRONNEMENT, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 20 février 2018.
13. Règl. de l'Ont. 359/09, art. 54. Une grande éolienne produit plus de 50 kW, émet au moins 102 dB ou atteint une hauteur d'au moins 70 m. Pour obtenir de plus amples renseignements, consulter le document suivant : MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT ET DE L'ACTION EN MATIÈRE DE CHANGEMENT CLIMATIQUE, Technical Guide to Renewable Energy Approvals , Imprimeur de la Reine pour l'Ontario, Toronto, 2013, p. 74.
14. Règl. de l'Ont. 359/09, art. 54-55. MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT ET DE L'ACTION EN MATIÈRE DE CHANGEMENT CLIMATIQUE, Technical Guide to Renewable Energy Approvals , Imprimeur de la Reine pour l'Ontario, Toronto, 2013, p. 77.
15. MINISTÈRE DES RICHESSES NATURELLES ET DES FORÊTS DE L'ONTARIO, Bird and Bird Habitats: Guidelines for Wind Power Projects, Imprimeur de la Reine pour l'Ontario, Toronto, 2011. MINISTÈRE DES RICHESSES NATURELLES ET DES FORÊTS DE L'ONTARIO, Bats and Bat Habitats: Guidelines for Wind Power Projects, Imprimeur de la Reine pour l'Ontario, Toronto, 2011. Pour une revue de ces documents, voir : COMMISSAIRE À L'ENVIRONNEMENT DE L'ONTARIO, « Nouvelles règles sur l'énergie éolienne pour protéger les oiseaux et les chauves-souris », Perdre le contact, Rapport annuel 2011-2012, partie 2, Toronto, octobre 2012, p. 88.
16. ÉTUDES D'OISEAUX CANADA, ASSOCIATION CANADIENNE DE L'ÉNERGIE ÉOLIENNE, ENVIRONNEMENT CANADA ET MINISTÈRE DES RICHESSES NATURELLES ET DES FORÊTS DE L'ONTARIO, Base de données du Suivi des populations d'oiseaux et de chauves-souris relié à l'énergie éolienne, Sommaire de l'information présentée dans les rapports de suivi postérieur à la construction, juillet 2017, p. 37-38, en ligne, [https://www.bsc-eoc.org/resources/wind/Jul2017_sommaire_base_de_donnees.pdf]
17. NATURE CANADA, « Sauvons nos oiseaux : L'énergie éolienne », en ligne, [http://naturecanada.ca/initiatives-fr/save-bird-lives/eoliennes/?lang=fr] (consulté le 28 février 2018).
18. COMMISSAIRE À L'ENVIRONNEMENT DE L'ONTARIO, « Syndrome du museau blanc : la tragédie des chauves-souris » , Progrès modeste , Rapport annuel sur la protection de l'environnement de 2015-2016, vol. 2, Toronto, 2016.
19. ÉTUDES D'OISEAUX CANADA, ASSOCIATION CANADIENNE DE L'ÉNERGIE ÉOLIENNE, ENVIRONNEMENT CANADA ET MINISTÈRE DES RICHESSES NATURELLES ET DES FORÊTS DE L'ONTARIO, Base de données du Suivi des populations d'oiseaux et de chauves-souris relié à l'énergie éolienne, Sommaire de l'information présentée dans les rapports de suivi postérieur à la construction, juillet 2017, p. 17, en ligne, [https://www.bsc-eoc.org/resources/wind/Jul2017_sommaire_base_de_donnees.pdf]
20. Dans les faits, le nombre de morts observées est plus petit que le nombre de morts réelles. L'estimation pour l'ensemble de l'Ontario qui fixe à 17 le nombre de morts de chauves-souris par éolienne par année est fondée sur une révision à la hausse des morts de chauves-souris répertoriées afin de tenir compte de cette différence.
21. MINISTÈRE DES RICHESSES NATURELLES ET DES FORÊTS DE L'ONTARIO, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 12 janvier 2018.
22. Un rapport d'étude sur le bruit est exigé pour les centrales solaires de grande envergure (catégorie 3) dans le cadre de l'APER, mais il n'existe aucune zone de retrait obligatoire comme c'est le cas pour les projets éoliens de grande envergure. MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT ET DE L'ACTION EN MATIÈRE DE CHANGEMENT CLIMATIQUE, Technical Guide to Renewable Energy Approvals, Imprimeur de la Reine pour l'Ontario, Toronto, 2013, p. 183.
23. Les petites centrales solaires au sol de 10 kW à 500 kW sont admissibles à un processus d'autorisation simplifié par l'entremise du Registre environnemental des activités et des secteurs (REAS) : Aucune autorisation environnementale n'est requise pour les installations solaires sur les toits et au sol de moins de 10 kW.
24. Avis de proposition de règlement no 013-1916 sur le Registre environnemental, Nouveau règlement proposé pris en application de la Loi de 1998 sur l'électricité, 28 novembre 2017.
25. L'évaluation environnementale (ÉE) de portée générale sur l'hydroélectricité reconnaît l'importance du régime de gestion de l'eau (effet sur le niveau et le débit de l'eau) sur l'écologie aquatique. Ontario Waterpower Association, Class Environmental Assessment for Waterpower Projects, 7e édition, novembre 2017, p. 21.
26. Ibid., p. 83.
27. Toute nouvelle centrale d'une puissance de plus de 200 MW devra faire l'objet d'une ÉE distincte.

28. Ontario Waterpower Association, Class Environmental Assessment for Waterpower Projects, 7e édition, novembre 2017, p. 11.

29. MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT ET DE L'ACTION EN MATIÈRE DE CHANGEMENT CLIMATIQUE DE L'ONTARIO, ONTARIO WATERPOWER ASSOCIATION et MINISTÈRE DES RICHESSES NATURELLES ET DES FORÊTS DE L'ONTARIO, Roles and Responsibilities With Respect to the Class Environmental Assessment for Waterpower Projects Process, Toronto, 2014, en ligne, [www.owa.ca/wp-content/uploads/2017/01/Class-EA-Roles-Fact-Sheet-MOECC-OWA-MNRF.pdf]. Le Ministère doit également tenir compte des demandes de rehaussement de catégorie (arrêté prévu à la partie II) formulées par le public afin d'imposer un processus d'évaluation environnementale plus rigoureux pour un projet particulier; cependant, le Ministère n'a jamais accepté une demande d'arrêté prévu à la partie II pour un projet hydroélectrique.

30. Étant donné que le lit de la plupart des cours d'eau se situe sur des terres de la Couronne, le MRNF peut influer sur le processus de sélection de l'emplacement d'une centrale hydroélectrique en choisissant ou non d'accorder un accès aux terres de la Couronne en vue de l'aménagement potentiel d'une centrale hydroélectrique. MINISTÈRE DES RICHESSES NATURELLES ET DES FORÊTS DE L'ONTARIO, Politique concernant les énergies renouvelables sur les terres de la Couronne, 10 février 2014, en ligne, [https://dr6j45jk9xcmk.cloudfront.net/documents/2907/stdprod-095544.pdf].

31. MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT ET DE L'ACTION EN MATIÈRE DE CHANGEMENT CLIMATIQUE, lettre à Xeneca Power Development (en anglais seulement), 2 mars 2012, en ligne, [www.ontarioriversalliance.ca/wp-content/uploads/2014/07/MOEtoXeneca-TheChute-ER.pdf].

32. Ontario Waterpower Association, Five Year Review, Class Environmental Assessment for Waterpower Projects, 24 décembre 2013, p. 2.

33. MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT ET DE L'ACTION EN MATIÈRE DE CHANGEMENT CLIMATIQUE, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 27 décembre 2017.

34. MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT ET DE L'ACTION EN MATIÈRE DE CHANGEMENT CLIMATIQUE, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 8 mars 2017.

35. Le taux de participation lié aux projets hydroélectriques a été très faible lors des rondes subséquentes d'appels d'offres dans le cadre du programme de TRG pour tous les types d'énergie renouvelable : neuf projets d'une puissance totale de 2,7 MW pour le programme TRG 4, un projet de 60 kW pour le programme TRG 3 et aucun projet pour les programmes TRG 2 et TRG 5).

36. HYDRO-QUÉBEC, Plan stratégique 2016-2020 : Voir grand avec notre énergie propre, 2016, p. 10.

LES RÉPERCUSSIONS SUR L'ENVIRONNEMENT

QUESTION 11

Dans quelle mesure l'élimination progressive du charbon, l'électricité renouvelable et l'économie d'énergie ont-elles contribué à la réduction des émissions de gaz à effet de serre?

Entre le sommet d'émissions en 2000 et 2015, l'Ontario a réduit de 85 % les émissions de gaz à effet de serre du réseau d'électricité.

Grâce à cette réduction, les émissions ontariennes de gaz à effet de serre par kilowattheure (kWh) d'électricité produite, qui étaient 30 % au-dessus de la moyenne canadienne en 2000, sont désormais plus de 80 % en deçà de la moyenne en 2015. Les émissions de GES annuel du réseau d'électricité de l'Ontario ont été réduites d'environ 36 Mt d'éq.-CO_2, ce qui correspond à la vaste majorité des réductions d'émission de l'ensemble des secteurs d'activité économique de l'Ontario et du Canada pendant ces années[1].

Dans le monde, la décarbonation de la production d'électricité est reconnue comme la première étape essentielle de la transition vers une économie sobre en carbone. À cet égard, l'Ontario est un chef de file en Amérique du Nord.

Table des matières

LES FAITS EN DÉTAIL **168**

Décarbonation de la production d'électricité en Ontario **168**

L'élimination progressive de la production d'électricité au charbon ne s'est pas faite sans émission de GES **170**

Émissions de gaz à effet de serre du cycle de vie de l'électricité en Ontario 172

Autre scénario : l'élimination progressive du charbon sans l'économie d'énergie ni les énergies renouvelables 174

L'avenir des émissions de GES. **176**

Notes de fin de chapitre **178**

Les faits en détail…

Décarbonation de la production d'électricité en Ontario

Selon les données officielles les plus récentes (2015), les émissions de gaz à effet de serre (GES) du réseau d'électricité ontarien ont chuté de 80 % depuis que l'Ontario s'est engagé à éliminer progressivement la production d'électricité au charbon (voir les figures 11.1 et 11.2), et de 85 % depuis 2000, soit l'année la plus polluante de l'histoire du réseau d'électricité de la province[2].

Les émissions de GES du réseau d'électricité représentaient seulement 4 % des émissions totales de la province en 2015, comparativement à 16 % en 2005[3]. En 2017, le gaz naturel, soit le dernier combustible fossile utilisé dans le réseau d'électricité ontarien, ne composait que 5 % de la consommation d'électricité de l'Ontario, en comparaison à environ 15 % en 2011 et à 11 % en 2015[4]. Une fois que les données officielles sur les émissions de 2016 et 2017 seront finalisées, une réduction supplémentaire devrait être enregistrée, en raison de la baisse de production d'électricité au gaz naturel[5]. Par conséquent, on prévoit que ce secteur ne génère qu'environ 2 % des émissions de GES de l'Ontario en 2017[6].

Cette tendance à la baisse des émissions peut être attribuée aux éléments suivants :

- La mise hors service de l'ensemble des centrales au charbon de l'Ontario (la première centrale a fermé en 2005, la dernière en 2014)[7];
- Le remplacement de la production d'électricité au charbon par le nucléaire, les ressources renouvelables et le gaz naturel;
- Une réduction de la demande d'électricité (en raison des programmes d'économie d'énergie, des codes et normes, des variations économiques, de la météo et du prix)[8];

Les émissions de gaz à effet de serre du réseau d'électricité ontarien ont chuté de 85 %.

- La réduction de la dépendance de l'Ontario à la combustion de gaz naturel pour la production électrique de base (24 heures sur 24) en 2016 et en 2017 (sujet abordé plus loin dans la présente partie)[9];
- La réduction de l'écart entre les heures de grande et de faible demande d'électricité en 2016 et 2017 (c.-à-d., une demande plus stable qu'auparavant), ce qui diminue le besoin d'accroître la production dans les installations au gaz naturel afin de répondre à la demande de pointe[10].

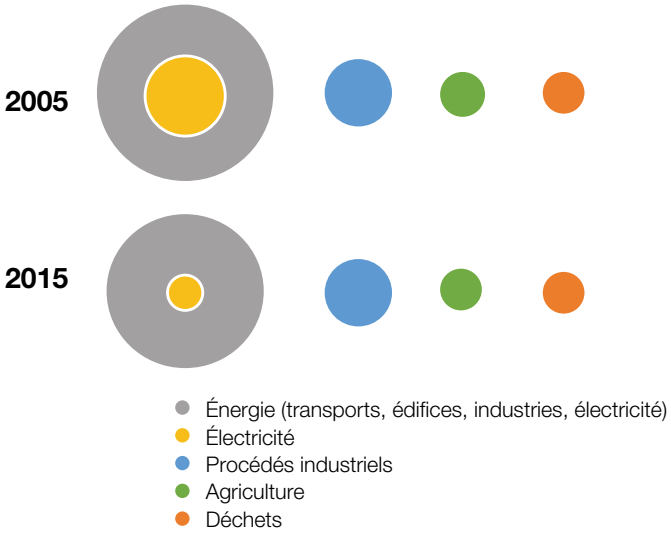


Figure 11.1. Émissions de gaz à effet de serre de l'Ontario par secteur, 2005-2015

Remarque : Les données sur les émissions ne comprennent pas les émissions associées au cycle de vie. Les « procédés industriels » comprennent des émissions qui ne sont pas relatives à l'énergie.

Source : Environnement et Changement climatique Canada, National Inventory Report 1990-2015: Greenhouse Gas Sources and Sinks in Canada, 3e partie, tableau A11-12, Ottawa, 2017.

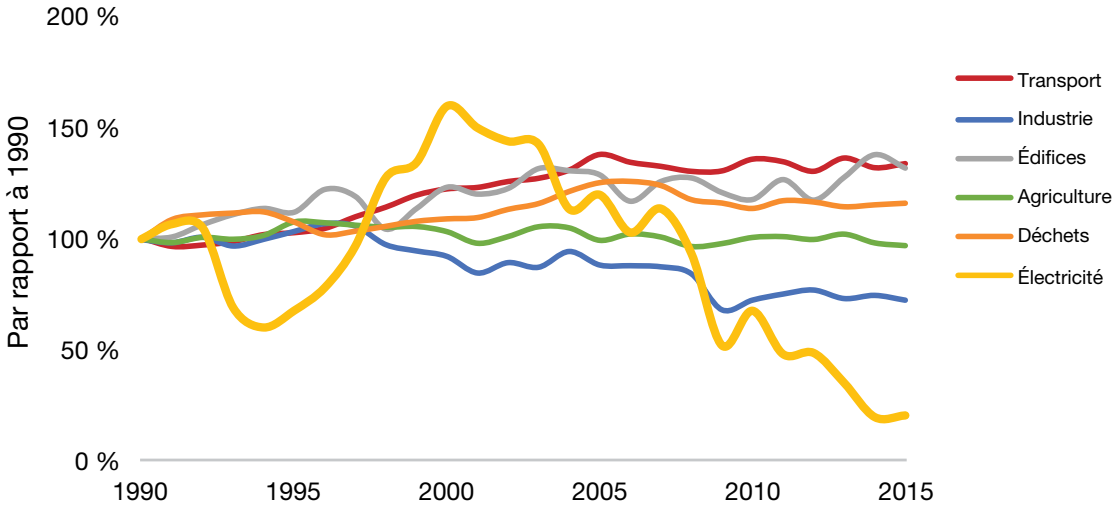


Figure 11.2. Historique des émissions de gaz à effet de serre en Ontario par secteur économique par rapport au niveau de 1990

Source : Environnement et Changement climatique Canada, National Inventory Report 1990-2015: Greenhouse Gas Sources and Sinks in Canada, 3e partie, tableau A11-12, Ottawa, 2017, p. 58.

La décarbonation du réseau d'électricité de l'Ontario se mesure également par l'intensité de ses émissions, c'est-à-dire la quantité de GES émis par unité d'électricité produite. À l'aide de ce calcul, l'intensité des émissions de l'électricité en Ontario a chuté d'un facteur de sept entre 2000 et 2015, comme le montre la figure 11.3.

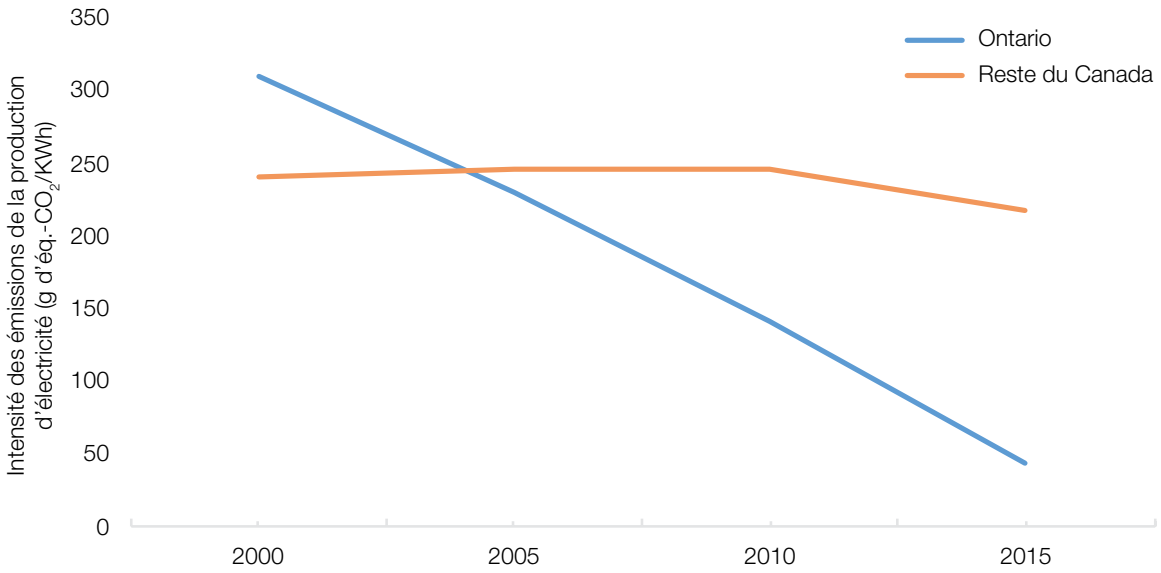


Figure 11.3. Intensité moyenne annuelle de la production d'électricité en équivalent-CO_2[11] en Ontario et dans le reste du Canada, en g d'éq.-CO_2/kWh, 2000, 2005, 2010, 2015.

Remarque : Les données estimées pour le reste du Canada sont calculées par la CEO à partir d'une moyenne pondérée (selon la production d'électricité) des émissions de GES moyennes provinciales.

Source : Environnement et Changement climatique Canada, National Inventory Report 1990-2015: Greenhouse Gas Sources and Sinks in Canada, 3e partie, tableaux A13-1 à A13-14, Ottawa, 2017.

Dans quelle mesure l'élimination progressive du charbon, l'électricité renouvelable et l'économie d'énergie ont-elles contribué à la réduction des émissions de gaz à effet de serre?

L'élimination progressive de la production d'électricité au charbon ne s'est pas faite sans émission de GES

Les centrales au charbon de l'Ontario ont été fermées pour des raisons liées à la santé publique ainsi qu'aux changements climatiques (voir Q12). Par contre, malgré l'engagement du gouvernement de l'Ontario à prioriser l'économie d'énergie et l'électricité renouvelable, l'électricité que produisaient les centrales au charbon n'a pas complètement été remplacée grâce à ces mesures seules. Comme le décrit la partie Q4, le nucléaire et le gaz naturel constituaient une plus grande part du profil d'approvisionnement en électricité de l'Ontario en 2015 que dix ans auparavant (voir le tableau 11.1 et les figures 11.4 et 11.5).

Le nucléaire et le gaz naturel constituaient une plus grande part du profil d'approvisionnement en électricité de l'Ontario en 2015 que dix ans auparavant.

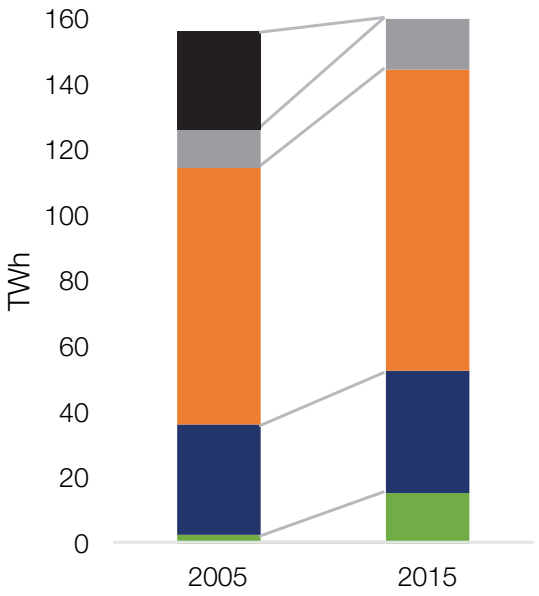


Figure 11.4. Comparaison de la production d'électricité en Ontario par ressource, 2005 c. 2015

Source : SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 31 janvier 2018.

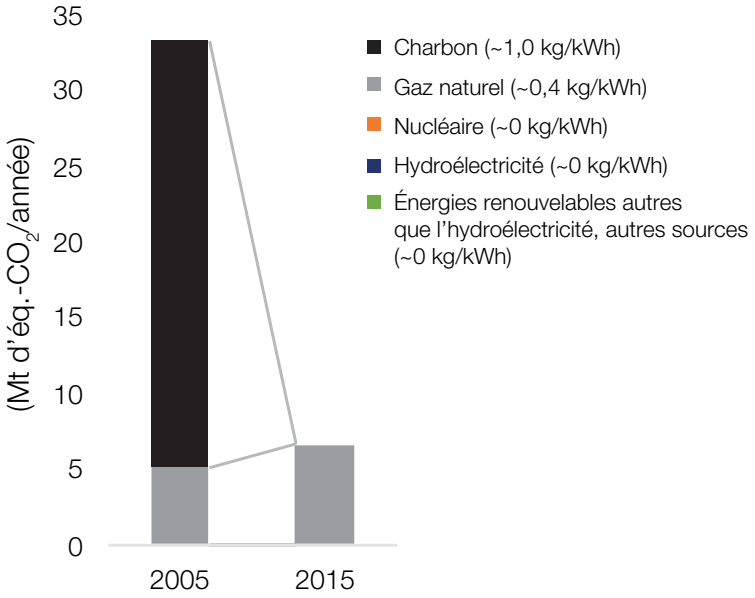


Figure 11.5. Comparaison des émissions de gaz à effet de serre du secteur de l'électricité en Ontario, 2005 c. 2015.

Remarque : Seules les émissions de GES directes sont incluses dans ce graphique. Pour connaître les émissions du cycle de vie, consulter le tableau 11.4.

Sources : SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 31 janvier 2018. ENVIRONNEMENT ET CHANGEMENT CLIMATIQUE CANADA, *National Inventory Report 1990-2015: Greenhouse Gas Sources and Sinks in Canada*, 3e partie, Ottawa, 2017, p. 99.

Tableau 11.1. Comparaison du profil d'approvisionnement en électricité de l'Ontario et des émissions de gaz à effet de serre associées, 2005 c. 2015.

Ressource	Intensité des émissions de GES directes* (g d'éq.-CO_2/kWh)	2005		2015	
		Production d'électricité (TWh)	GES (Mt d'éq.-CO_2)	Production d'électricité (TWh)	GES (Mt d'éq.-CO_2)
Charbon	965	29,3	28,2	0	0
Gaz naturel	425	11,9	5,1	15,5	6,6
Ressources aux faibles émissions (nucléaire, hydroélectricité, éolien, solaire, bioénergie, autres)	0**	114,8	0	144,7	0
	Total	**156 TWh**	**33,3 Mt**	**160,2 TWh**	**6,6 Mt**

Remarque : (*) Selon une moyenne de l'intensité des émissions de GES directes des centrales ontariennes selon les données des trois années les plus récentes (2012-2014 pour le charbon et 2013-2015 pour le gaz naturel), comme indique le rapport d'inventaire national du Canada soumis aux Nations Unies.

(**) Ces ressources n'émettent pas de gaz à effet de serre lors de leur durée de vie utile (exception faite de la bioénergie, dont les émissions sont considérées comme carboneutres), mais comportent des émissions à d'autres étapes de leur cycle de vie, comme l'aborde l'encadré « Émissions de GES du cycle de vie de l'électricité en Ontario ».

Sources : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 31 janvier 2018. ENVIRONNEMENT ET CHANGEMENT CLIMATIQUE CANADA, National Inventory Report 1990-2015: Greenhouse Gas Sources and Sinks in Canada, 3e partie, Ottawa, 2017, p. 99.

De 2005 à 2015, la capacité de production d'électricité au gaz naturel de l'Ontario a doublé (quoique la véritable quantité d'électricité produite au gaz naturel ait beaucoup moins augmenté), en partie pour remplacer la production d'électricité au charbon pour répondre aux pointes et aux creux de la demande à court terme. Cette augmentation de la capacité a également contribué à contrebalancer la fluctuation de la production éolienne et solaire.

Même si le gaz naturel est un combustible fossile, il génère moins d'émissions de GES que le charbon lors de sa combustion comme source d'énergie. Cette situation est particulièrement vraie en Ontario, où l'électricité issue du gaz naturel est principalement produite par des installations à cycle combiné, lesquelles sont plus efficaces (en matière de consommation d'énergie et d'émissions de GES) que les centrales au gaz naturel à cycle simple (voir figure 11.6)[12].

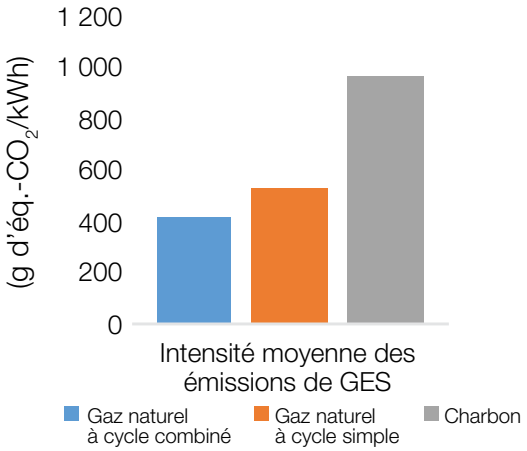


Figure 11.6. Intensité moyenne des émissions de GES directes issues du gaz naturel (gaz naturel à cycle combiné et gaz naturel à cycle simple) ainsi que des centrales au charbon.

Sources : L'intensité moyenne des émissions de GES issues du charbon est la moyenne des trois dernières années d'ouvertures de centrales en Ontario (2012-2014) (ENVIRONNEMENT ET CHANGEMENT CLIMATIQUE CANADA, National Inventory Report 1990-2015: Greenhouse Gas Sources and Sinks in Canada, 3e partie, Ottawa, 2017, p. 99.). Pour les centrales au gaz naturel, les moyennes proviennent de : EDC ASSOCIATES LTD., Trends in GHG Emissions in the Alberta Electricity Market, 2 mai 2013, p. 8[13].

Dans quelle mesure l'élimination progressive du charbon, l'électricité renouvelable et l'économie d'énergie ont-elles contribué à la réduction des émissions de gaz à effet de serre?

Par contre, le cycle de vie complet de l'électricité au gaz naturel pourrait produire un peu moins d'émissions de GES que l'électricité produite au charbon si les fuites en amont sont importantes (voir l'encadré « Émissions de GES du cycle de vie de l'électricité en Ontario »). Idéalement, le réseau d'électricité finira par compter de moins en moins sur le gaz naturel pour la demande de pointe, et de plus en plus sur des sources substitutives sans émission, telles que le stockage et la réponse à la demande[14].

L'électricité au gaz naturel pourrait produire un peu moins d'émissions de GES que l'électricité produite au charbon si les fuites en amont sont importantes.

Émissions de GES du cycle de vie de l'électricité en Ontario

Les émissions de GES du secteur de l'électricité déclarées par le gouvernement fédéral ne tiennent compte que de la période d'exploitation directe des installations d'électricité[15]. Ces estimations pour l'électricité ignorent les GES potentiellement considérables associés aux autres étapes du cycle de vie d'une installation, comme les émissions en amont de l'extraction de combustibles fossiles ou les émissions en aval de l'élimination des déchets[16].

En tenant compte de l'ensemble du cycle de vie, toutes les méthodes de production d'électricité engendrent un certain volume d'émissions de GES. Pour le solaire, l'éolien, le nucléaire et l'hydroélectricité, les émissions du cycle de vie sont négligeables, mais pour la production au gaz naturel, les émissions supplémentaires sont considérables (voir tableau 11.2).

Tableau 11.2. Émissions du cycle de vie des diverses méthodes de production d'électricité selon un potentiel de réchauffement planétaire sur 100 ans

Source d'électricité	Émissions (g d'éq.-CO_2/kWh)		
	Exploitation	**Cycle de vie** (Exploitation non incl.)	**Cycle de vie**
Charbon	965	102	1067
Hydroélectricité	0	16	16
Nucléaire	0	35	35
Modules PV solaires	0	41	41
Éolienne	0	11	11
Gaz naturel	425	≈130	≈550

Remarque : Les émissions de toutes les sources d'électricité sont représentées selon un potentiel de réchauffement planétaire sur 100 ans, lequel sous-estime les répercussions du gaz naturel[17]. Pour obtenir les estimations relatives à l'intensité d'émission de GES de l'exploitation, voir le tableau 11.1; pour obtenir les émissions du cycle de vie du gaz naturel, voir la figure 11.7.

Sources : Voir la note de fin de chapitre[18].

Les données pour le gaz naturel telles qu'affichées dans le tableau 11.2 ne reflètent pas l'incertitude considérable des émissions issues de cette source d'électricité. Les fourchettes possibles des émissions du cycle de vie du gaz naturel sont illustrées à la figure 11.7. Le méthane est le principal constituant du gaz naturel et est un GES particulièrement puissant. Ainsi, les fuites d'apparence anodine issues des puits, des gazoducs et d'autres infrastructures de gaz naturel peuvent avoir une incidence majeure sur les émissions de GES de la production d'électricité au gaz naturel, comme l'aborde le chapitre 6 du rapport de 2017 de la CEO sur les progrès liés aux gaz à effet de serre. Les taux de fuite sont incertains (plusieurs ne sont pas mesurés) et variables (d'un puits ou d'un gazoduc à l'autre).

Le potentiel de réchauffement planétaire (PRP) décrit l'effet réchauffant d'un GES sur la planète comparé au même volume de dioxyde de carbone selon une moyenne calculée sur un certain nombre d'années (souvent sur 100 ans). Le méthane a un PRP de 34 (c.-à-d. qu'à volume égal, il est 34 fois plus puissant que le dioxyde de carbone) lorsque son effet est calculé sur une moyenne de 100 ans. (C'est ce qu'on appelle le potentiel de réchauffement planétaire sur 100 ans.) Comme la CEO l'explique dans le chapitre 3 de son rapport de 2016 sur les progrès liés aux gaz à effet de serre, la puissance du méthane à court terme est plus importante, car il reste seulement dans l'atmosphère durant 12,6 ans; son PRP sur 20 ans est de 86 et donc plus élevé[19]. Le PRP sur 100 ans utilisé par l'inventaire canadien des émissions (selon les exigences des Nations Unies) et par le programme provincial de plafonnement et d'échange (selon les exigences de la Western Climate Initiative) sous-estime toujours l'importance du méthane pour les 10 à 20 prochaines années.

La figure 11.7 compare (1) les estimations des émissions du cycle de vie selon une fourchette de fuites en amont tiré d'un ensemble de données crédible et (2) les potentiels de réchauffement planétaire sur 20 et 100 ans.

Même si un taux de fuite en amont d'environ 1,2 % a été utilisé comme supposition par défaut pour le gaz naturel fourni en Ontario[20], ce taux est incertain. Un taux de fuite de 2,65 % est une moyenne globale du taux de fuite de la chaîne d'approvisionnement du gaz naturel[21]. À un taux de 2,65 %, en utilisant un PRP sur 20 ans, les répercussions du cycle de vie de la production d'électricité au gaz naturel sont presque le double du niveau de ses émissions d'exploitation. Néanmoins, ces émissions du cycle de vie sont quand même moins importantes que celles du cycle de vie du charbon. Un taux de fuite en amont de 5,5 % est à la limite supérieure de la fourchette considérée comme plausible[22]. Il faudrait un taux de fuite total d'environ 6 % pour que les émissions du cycle de vie de la production d'électricité au gaz naturel excèdent celles des centrales au charbon.

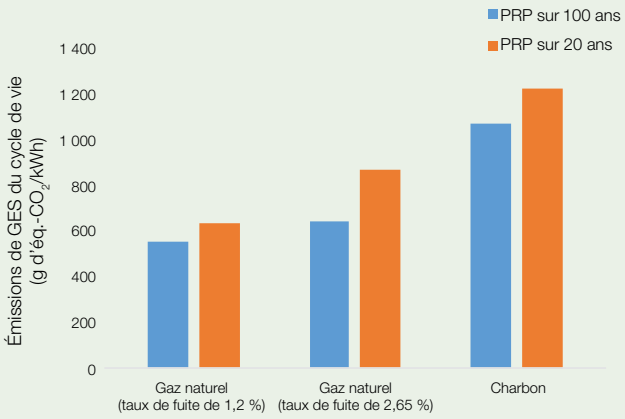


Figure 11.7. Effets des taux de fuites de gaz naturel en amont sur les émissions du cycle de vie des centrales au gaz naturel comparés à la production d'électricité au charbon

Remarque : En raison de l'incertitude considérable associée aux taux de fuite, ces estimations pourraient ne pas être représentatives des conditions de l'Ontario. Les estimations des émissions ont été générées au moyen de modèles de la CEO utilisant des données ontariennes, américaines et internationales[23]. Le PRP du méthane utilisé dans le quatrième rapport d'évaluation du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) (soit 25 fois celui du CO_2 sur une période de 100 ans) a été converti pour correspondre au PRP du cinquième rapport d'évaluation du GIEC (soit 86 fois celui du CO_2 sur une période de 20 ans). Voir le tableau 11.1 pour obtenir l'intensité d'émission de GES pour l'exploitation des centrales au gaz naturel. Les émissions potentielles des fuites de méthane dans les centrales au gaz naturel en soi ne sont pas incluses[24].

Source : Voir la note de fin de chapitre[25].

Q11

Dans quelle mesure l'élimination progressive du charbon, l'électricité renouvelable et l'économie d'énergie ont-elles contribué à la réduction des émissions de gaz à effet de serre?

Malgré une augmentation de près de 100 % de la capacité de production d'électricité au gaz naturel dans le réseau ontarien entre 2005 et 2015, la production réelle d'électricité au gaz naturel (et donc des émissions de GES associées à l'exploitation) a seulement augmenté d'environ 20 %[26]. Cette demande limitée pour la capacité de production d'électricité au gaz naturel découle de l'ajout d'un nombre considérable de nouvelles ressources (nucléaire, énergie renouvelable et économie d'énergie) dans le réseau sur la même période en plus de la demande en électricité qui s'est révélée plus faible qu'anticipé (Q3).

De 2015 à 2017, la production d'électricité au gaz naturel a chuté de près de 70 % (soit environ 9,5 TWh) . Cette réduction est principalement causée par une réduction globale de la demande d'électricité (environ 9 TWh), de même que :

- l'expiration de certains contrats d'anciens producteurs autonomes d'électricité au gaz naturel qui favorisaient la production d'électricité 24 heures sur 24, et la renégociation d'autres contrats qui visaient plutôt à fournir de l'énergie répartissable[28];
- la stabilité de la demande;
- le remplacement du gaz naturel par d'autres ressources plus propres (notamment l'économie d'énergie)[29].

De 2015 à 2017, la production d'électricité au gaz naturel a chuté de près de 70 %.

L'analyse des données de la SIERE par la CEO suggère que la diminution de la dépendance à la production d'électricité au gaz naturel pendant les heures de faible demande aurait été un important facteur de contribution à la chute de la production au gaz naturel entre 2015 et 2017. La production au gaz naturel a chuté de 79 % lors des 200 heures de demande minimale au réseau, mais de seulement 44 % lors des 200 heures de demande maximale[30].

Autre scénario : l'élimination progressive du charbon sans l'économie d'énergie ni les énergies renouvelables

À quoi ressembleraient les émissions de GES du secteur ontarien de l'électricité en 2015 si l'Ontario avait fermé ses centrales au charbon sans investir dans les programmes d'économie d'énergie et les énergies renouvelables?

Si ce n'était pas de l'électricité que produisent des sources d'énergie renouvelable non hydroélectrique ni de la réduction de la demande qui résulte des mesures d'économie d'énergie, l'Ontario aurait dû répondre à la demande en ayant recours à la production d'électricité au gaz naturel (soit la solution de rechange la moins coûteuse selon les prix actuels du gaz naturel)[31].

Les figures 11.8 et 11.9 exposent deux scénarios de production d'électricité en remplacement du charbon et leurs répercussions en matière d'émissions de GES. Les deux options sont illustrées pour intégrer l'incertitude à savoir si l'Ontario continuerait d'exporter de l'électricité (l'Ontario est actuellement un grand exportateur net d'électricité [Q7], principalement au Michigan et dans l'État de New York)[32]. Le scénario « production de remplacement de 2015 » suppose que les exportations nettes demeurent inchangées par rapport à leurs vrais taux de 2015. La figure comprend également un scénario (bande de droite) qui suppose que les exportations nettes seraient à zéro, c'est-à-dire que le besoin global de production d'électricité au gaz naturel serait nettement moindre. La réalité se situe probablement quelque part entre les deux[33].

Dans quelle mesure l'élimination progressive du charbon, l'électricité renouvelable et l'économie d'énergie ont-elles contribué à la réduction des émissions de gaz à effet de serre?

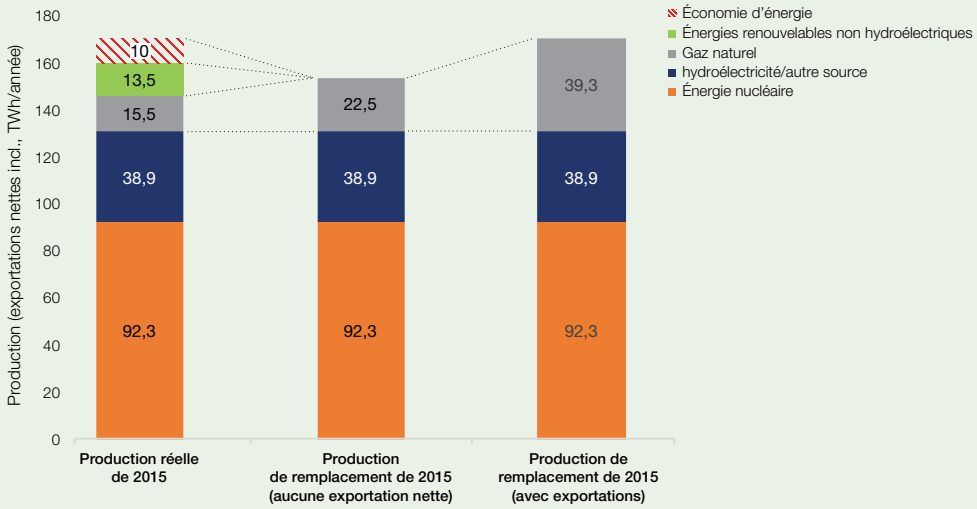


Figure 11.8. Trois scénarios de production d'électricité de 2015 en Ontario : (1) le profil d'approvisionnement actuel; (2) le gaz naturel remplace toute l'économie d'énergie et l'énergie renouvelable établie après 2005, sans exportations nettes; et (3) le gaz naturel remplace toute l'économie d'énergie et l'énergie renouvelable, avec le vrai taux d'exportation net de 2015.

Remarque : Suppositions pour les scénarios de remplacement :
- Aucune économie d'énergie à partir des programmes financés par la province ni des normes et codes provinciaux;
- Aucune énergie renouvelable autre que l'hydroélectricité;
- Les exportations nettes : aucune exportation nette (bande centrale) ou exportations identiques à celles de 2015 (16,8 TWh, bande de droite);
- La production de l'énergie nucléaire et renouvelable (hydroélectricité et autres) demeure stable dans tous les scénarios.

Source : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 31 janvier 2018 et en 2017.

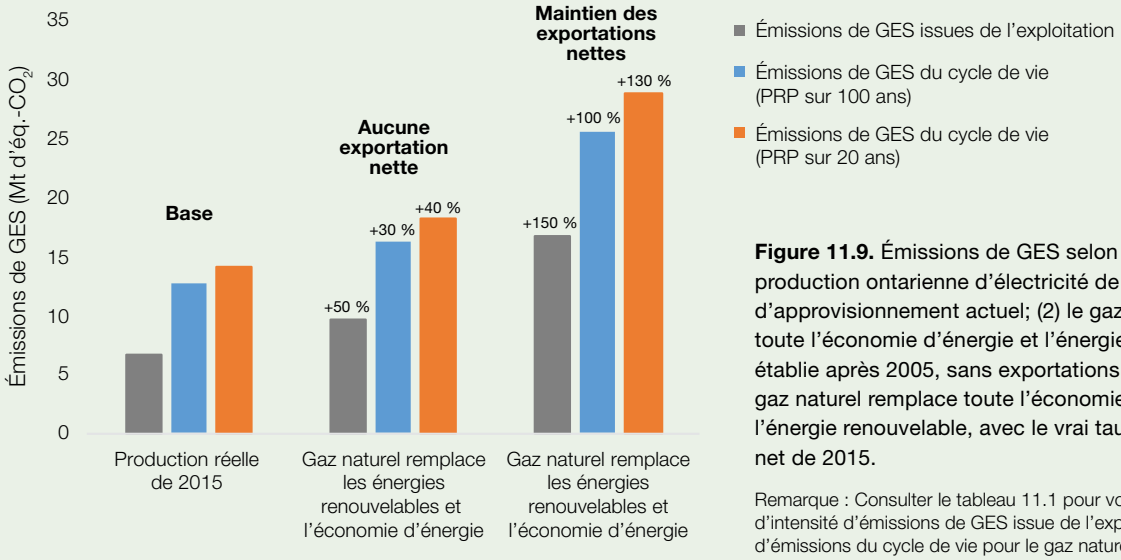


Figure 11.9. Émissions de GES selon trois scénarios de production ontarienne d'électricité de 2015 : (1) le profil d'approvisionnement actuel; (2) le gaz naturel remplace toute l'économie d'énergie et l'énergie renouvelable établie après 2005, sans exportations nettes; et (3) le gaz naturel remplace toute l'économie d'énergie et l'énergie renouvelable, avec le vrai taux d'exportation net de 2015.

Remarque : Consulter le tableau 11.1 pour voir les sources d'intensité d'émissions de GES issue de l'exploitation. Les facteurs d'émissions du cycle de vie pour le gaz naturel sont ceux illustrés à la figure 11.7 et supposent un taux de fuite de 1,2 %.

Q11 Dans quelle mesure l'élimination progressive du charbon, l'électricité renouvelable et l'économie d'énergie ont-elles contribué à la réduction des émissions de gaz à effet de serre?

Le scénario simple de la production de remplacement de 2015 présenté précédemment illustre que les émissions du secteur ontarien de l'électricité auraient été moins élevées qu'en 2005, même sans l'augmentation des investissements en économie d'énergie et en énergies renouvelables autre que l'hydroélectricité. En 2005, les émissions de GES de l'exploitation de ressources électriques étaient d'environ 32 Mt; elles étaient d'environ 7 Mt en 2015. Selon le scénario reposant sur le gaz naturel seul, l'exploitation des ressources électriques aurait engendré des émissions de GES d'environ 10 à 17 Mt en 2015, tout dépendant des suppositions des exportations.

Grâce à son recours aux programmes d'économie d'énergie et à des ressources de production d'électricité renouvelable, l'Ontario a pu éviter 3 à 10 Mt d'émissions de GES supplémentaires durant l'exploitation des installations seulement en comparaison à l'utilisation du gaz naturel seul. Si l'on tient compte du cycle de vie complet des installations de production d'électricité, la réduction des émissions serait alors encore plus importante, soit de l'ordre de 4 à 15 Mt (PRP sur 20 ans) ou de 4 à 13 Mt (PRP sur 100 ans).

La figure 11.9 n'indique toutefois pas que les émissions de GES et la pollution atmosphérique augmenteraient dans d'autres territoires si l'Ontario n'exportait plus d'électricité. Les réseaux d'électricité du Michigan et de l'État de New York ont une intensité d'émission beaucoup plus élevée que celui de l'Ontario puisque leurs installations produisent de l'électricité à partir du charbon ou du gaz[34]. Les exportations de l'Ontario font diminuer le recours à ces centrales alimentées aux combustibles. fossiles.

À partir de maintenant, la plus grande occasion de réduction des émissions de GES en Ontario passe par le remplacement des combustibles fossiles utilisés dans les secteurs des transports, des édifices et de l'industrie par l'économie d'énergie ou l'électricité sobre en carbone.

L'avenir des émissions de GES

Étant donné que l'Ontario a déjà fermé ses centrales au charbon et réduit sa dépendance à la production d'électricité au gaz naturel, les occasions de réduire davantage les émissions de GES du réseau d'électricité sont difficiles à trouver. À partir de maintenant, la plus grande occasion de réduction des émissions de GES en Ontario passe par le remplacement des combustibles fossiles utilisés à l'extérieur du réseau d'électricité (c.-à-d., dans les secteurs des transports, des édifices et de l'industrie) par l'économie d'énergie ou l'électricité sobre en carbone, comme abordé à la partie Q15.

La demande en électricité en Ontario continue de fluctuer en raison des variations quotidiennes et saisonnières. Par conséquent, une certaine quantité de capacité souple est nécessaire pour équilibrer le réseau, surtout lors des périodes de chaleur ou de froid extrêmes de l'année (les températures élevées seront exacerbées par le changement climatique). La figure 11.10 montre comment les centrales au gaz naturel de l'Ontario sont en fonction lors des chaudes journées d'été, principalement pour répondre à la demande de pointe de climatisation.

Dans quelle mesure l'élimination progressive du charbon, l'électricité renouvelable et l'économie d'énergie ont-elles contribué à la réduction des émissions de gaz à effet de serre?

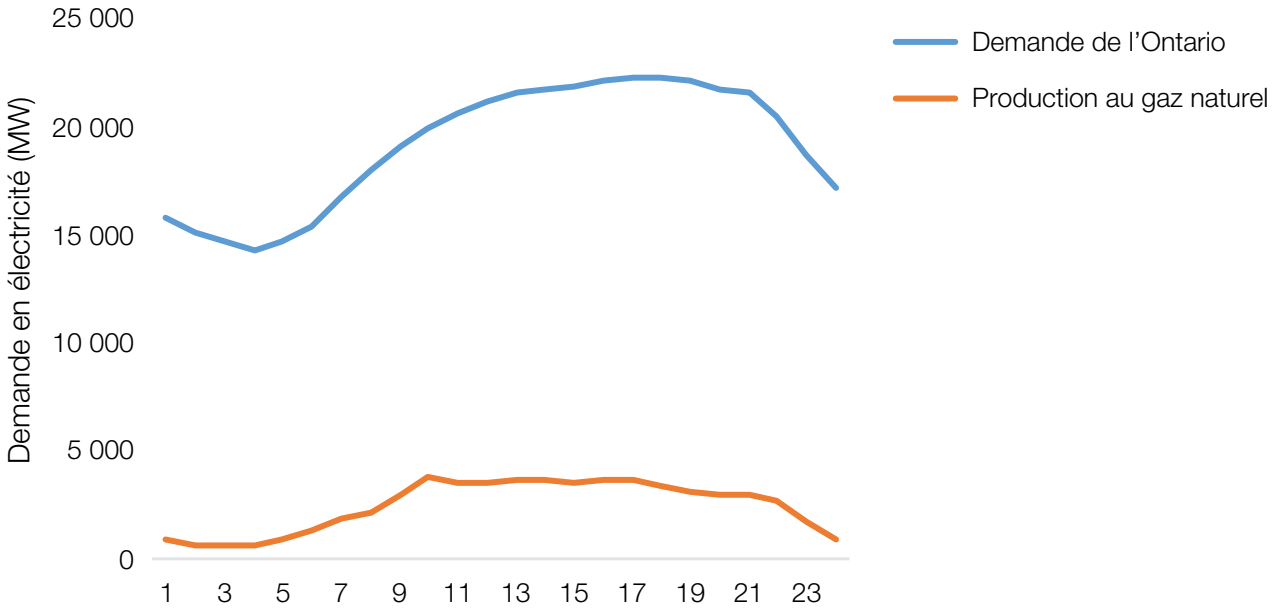


Figure 11.10. Demande en électricité et production de gaz naturel par heure en Ontario, le 4 août 2016

Remarque : La production au gaz naturel tient compte de la majeure partie de la production au gaz naturel au niveau du transport de l'électricité en Ontario. Aucune des catégories n'inclut la production décentralisée. La majeure partie de la production décentralisée en Ontario provient du solaire, laquelle a des pointes quotidiennes estivales.

Source : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, « Data Directory, Generator Output and Capability » (pour la production au gaz naturel) et « Data Directory, Ontario and Market Demand » (pour la demande ontarienne), en ligne, [www.ieso.ca/en/power-data/data-directory].

Jusqu'à ce qu'on obtienne des quantités suffisantes d'autres formes de gestion de la demande de pointe aux faibles émissions, c.-à-d., les ressources qui peuvent être mises en marche ou arrêtées rapidement pour répondre aux fluctuations de la demande d'électricité (p. ex., le stockage d'énergie dans le réseau, l'accumulation d'électricité par pompage, le stockage thermique par briques de céramique et le stockage par les véhicules électriques), une partie des émissions des centrales au gaz naturel pour répondre à la demande de pointe demeurera inévitable.

Toutefois, les émissions issues du gaz naturel peuvent être maintenues à un minimum en stabilisant et en réduisant la demande d'électricité pendant les heures où la production au gaz naturel est nécessaire (environ 17 % des heures en 2017, voir **Q19**)[35]. Les émissions du gaz naturel peuvent aussi être réduites en diminuant les fuites de méthane en amont et en maximisant la quantité de gaz naturel produite à partir de sources renouvelables, y compris la conversion d'électricité en gaz à partir d'électricité renouvelable[36]. Les prochaines occasions de mieux équilibrer l'offre et la demande en limitant les GES sont abordées dans la partie **Q16**.

Les émissions issues du gaz naturel peuvent être maintenues à un minimum.

Notes de fin de chapitre

1. Les émissions de GES totales de la province s'élevaient à 211 Mt en 2000. (ENVIRONNEMENT ET CHANGEMENT CLIMATIQUE CANADA, Rapport d'inventaire national 1990-2013 : Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada, 3e partie, tableau A10-12, Ottawa, 2015.) Les émissions de GES de l'Ontario étaient de 166 Mt en 2015, soit une chute de 45 Mt par rapport à celles de l'an 2000. Entre 2005 et 2015, les émissions annuelles canadiennes ont chuté de 16 Mt, passant de 738 Mt à 722 Mt. (Environnement et Changement climatique Canada, National Inventory Report 1990-2015: Greenhouse Gas Sources and Sinks in Canada, 1re partie, tableau 2.2 et 3e partie, tableau 11-12, Ottawa, 2017.)

2. Les émissions sont passées de 41,9 Mt en 2000 à 32,3 Mt en 2005 puis à 6,2 Mt en 2015. (ENVIRONNEMENT ET CHANGEMENT CLIMATIQUE CANADA, National Inventory Report 1990-2015: Greenhouse Gas Sources and Sinks in Canada, 3e partie, tableau A13-7, Ottawa, 2017.)

3. ENVIRONNEMENT ET CHANGEMENT CLIMATIQUE CANADA, National Inventory Report 1990-2015: Greenhouse Gas Sources and Sinks in Canada, 3e partie, tableau A11-12, Ottawa, 2017.

4. Selon la SIERE, la production d'électricité au gaz naturel est passée de 15,5 TWh en 2015 à 12,9 TWh en 2016 puis à 5,9 TWh en 2017 (soit une réduction totale de 62 %). (SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, février 2018.)

5. Ibid.

6. MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE, Plan énergétique à long terme de 2017 de l'Ontario : Garantir l'équité et le choix, Imprimeur de la Reine pour l'Ontario, le 26 octobre 2016, p. 118.

7. Le projet de mise hors service des centrales au charbon s'est amorcé en 2001, avec un règlement exigeant la fermeture de la centrale de Lakeview au plus tard en 2005, et s'est poursuivi en 2007 avec des lois exigeant la fermeture des quatre centrales au charbon restantes d'ici 2014.

8. La demande du réseau d'électricité est passée de 147 TWh en 2000 à 137 TWh en 2016. (SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, « Demand Overview: Historical Demand », en ligne, [www.ieso.ca/power-data/demand-overview/historical-demand].) Environ 10 TWh de réduction de la demande d'électricité ont découlé des efforts d'économie d'énergie en Ontario en 2015, en raison des programmes d'économie d'énergie financés par le public en plus des codes et normes. (SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 31 janvier 2018.)

9. Depuis décembre 2015, le MEN applique une politique de ne pas prolonger au-delà de leur durée actuelle les contrats de production de base au gaz naturel venant à échéance. (MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE, RE: Non-Utillty Generator Projects, Combined Heat and Power Standard Offer Program 2.0, Chaudière Falls Hydroelectric Generation and Whitesand First Nation Biomass Cogeneration, Directive du ministre à la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, le 14 décembre 2015.) Plusieurs centrales sont ou seront fermées puisque leurs contrats sont arrivés à échéance. De plus, en décembre 2016, la SIERE a renégocié cinq contrats de centrales au gaz naturel, lesquels étaient octroyés pour de la production de base. Les contrats renégociés prévoient une « meilleure capacité de mobilisation » pour le reste de leur durée. (SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 22 décembre 2017.) Le fait que la consommation de gaz naturel a chuté d'environ 79 % pour les heures où le gaz naturel est le moins utilisé indique qu'on y a moins recours pour assurer la production de base (voir la note de fin de chapitre 30). (SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, « Data Directory: Generator Output and Capability reports », annuel : 2015-2017, en ligne, [www.ieso.ca/power-data/data-directory].)

10. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 22 décembre 2018. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, « Data Directory: Generator Output and Capability reports », annuel : 2015-2017, en ligne, [www.ieso.ca/power-data/data-directory].

11. L'équivalent-CO2 est une mesure utilisée pour comparer les émissions de différents gaz à effet de serre selon leur potentiel de réchauffement planétaire. Par exemple, le potentiel de réchauffement planétaire du méthane sur 100 ans est de 21, ce qui signifie que l'émission d'un million de tonnes métriques de méthane équivaut à l'émission de 21 millions de tonnes métriques de dioxyde de carbone. (ORGANISATION DE COOPÉRATION ET DE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUES, « Glossary of Statistical Terms », en ligne, [stats.oecd.org/glossary/detail.asp?ID=285].) Il est à remarquer que le potentiel de réchauffement planétaire du méthane sur 100 ans a été revu et est désormais de 34, selon le rapport de 2013 du Groupe de travail I du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC). (MYHRE, G., et coll., « Anthropogenic and Natural Radiative Forcing », dans Climate Change 2013: The Physical Science Basis, Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Cambridge University Press, Cambridge, Royaume-Uni et New York, NY, É.-U., 2013, p. 714.)

12. INTRINSIK, Greenhouse Gas Emissions Associated with Various Methods of Power Generation in Ontario, tableau 3-3, Mississauga, octobre 2016, en ligne, [www.opg.com/darlington-refurbishment/Documents/IntrinsikReport_GHG_OntarioPower.pdf]. Par contre, les centrales à cycle combiné sont plus lentes à mettre en marche et à arrêter que les centrales à cycle simple, et lorsqu'elles fonctionnent à basse capacité, elles utilisent plus d'énergie et relâchent plus d'émissions par unité d'énergie produite que lorsqu'elles fonctionnent à haute capacité. (GONZALES-SALAZAR, M. A., et coll., « Review of the Operational Flexibility and emissions of gas- and coal-fired power plants in a future with growing renewables », tableau 2, figures 8, 11 et 12, Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 82, 2018, p. 1497-1513.

13. Les figures du rapport de l'Alberta sont appuyées par les figures de : GONZALES-SALAZAR, M. A., et coll., « Review of the Operational Flexibility and emissions of gas- and coal-fired power plants in a future with growing renewables », figures 11 et 12, Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 82, 2018, p. 1497.

14. La Californie déploie déjà des efforts pour remplacer les centrales de pointe au gaz naturel par des batteries ou d'autres ressources qui n'utilisent pas de combustibles fossiles. (CHEDIAK, M., « California Regulators Direct PG&E to Prioritize Storage for Peak Demand », Renewable Energy World, le 12 janvier 2018, en ligne, [www.renewableenergyworld.com/articles/2018/01/california-regulators-direct-pg-e-to-prioritize-storage-for-peak-demand.html].)

15. Ces autres émissions, si elles provenaient du Canada, seraient déclarées ailleurs dans l'inventaire national de GES.

16. Les étapes en amont comprennent la production et le transport des infrastructures, la machinerie et les carburants ainsi que les processus de construction et d'installation. Les étapes en aval comprennent la désaffectation et l'élimination des déchets. La CEO a recommandé que les émissions de GES du cycle de vie soient incorporées dans

toutes les décisions gouvernementales en matière d'approvisionnement (COMMISSAIRE À L'ENVIRONNEMENT DE L'ONTARIO, « Approvisionnement sobre en carbone », Loi sur le climat de l'Ontario : Du plan aux progrès, Rapport annuel sur les progrès liés aux gaz à effet de serre de 2017, Toronto, janvier 2018.). Dans son Plan d'infrastructure à long terme de 2017, le gouvernement a récemment fait un pas dans cette direction en rendant obligatoire la prise en compte des répercussions environnementales de l'ensemble du cycle de vie pour toutes les décisions d'approvisionnement de projets majeurs d'infrastructure d'ici le milieu de 2020. MINISTÈRE DE L'INFRASTRUCTURE DE L'ONTARIO, Bâtir de meilleures vies : Plan d'infrastructure à long terme 2017 de l'Ontario,Toronto, 2017, p. 30.

17. Comme les émissions de méthane du gaz naturel et du charbon ne sont pas négligeables (GROUPE D'EXPERTS INTERGOUVERNEMENTAL SUR L'ÉVOLUTION DU CLIMAT, Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change, Contribution du Groupe de travail III au Cinquième rapport d'évaluation du GIEC, chapitre 7, p. 539.), les estimations des émissions de GES du cycle de vie fondées sur la littérature scientifique (selon les potentiels de réchauffement planétaire utilisés dans les anciens rapports du GIEC) ont été converties pour refléter les valeurs plus actuelles utilisées dans le cinquième rapport d'évaluation du GIEC (soit un PRP de 34 sur 100 ans). (COMMISSAIRE À L'ENVIRONNEMENT DE L'ONTARIO, « Le méthane »,Faire face au changement climatique, Rapport annuel sur les progrès liés aux gaz à effet de serre de 2016, section 3.2.1, Toronto, décembre 2016, p. 52.) Les estimations des émissions du cycle de vie (exploitation non incl.) des sources nucléaires, hydroélectriques et solaires correspondent aux points médians des fourchettes estimées dans un rapport de 2016 commandé par Ontario Power Generation. (INTRINSIK, Greenhouse Gas Emissions Associated with Various Methods of Power Generation in Ontario, Mississauga, octobre 2016, p. 27.) Les estimations des émissions du cycle de vie (exploitation non incl.) des méthodes au charbon et à l'énergie éolienne proviennent d'Amor et coll., 2014, selon Mallia et Lewis, 2013. (AMOR, M. B., et coll., « Influence of wind power on hourly electricity prices and GHG (greenhouse gas) emissions: Evidence that congestion matters from Ontario zonal data », Energy, vol. 66, p. 462.) Les estimations des émissions du charbon ont été révisées pour tenir compte du PRP du méthane, tel que publié dans le cinquième rapport d'évaluation du GIEC. Les émissions du cycle de vie des méthodes au gaz naturel ont été estimées au moyen d'un modèle expliqué à la note de fin de chapitre no 23.

18. Selon des recherches citées par le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. (Brunckner, T., et coll., « Energy Systems », Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change, contribution du Groupe de travail III au Cinquième rapport d'évaluation du GIEC, [sous la direction d'EDENHOFER, O., et coll.], Cambridge University Press, Cambridge, Royaume-Uni et New York, NY, É.-U., 2014, p. 538.)

19. Pour lire sur le bon calcul du potentiel de réchauffement planétaire du méthane, voir : COMMISSAIRE À L'ENVIRONNEMENT DE L'ONTARIO, « Le méthane »,Faire face au changement climatique, Rapport annuel sur les progrès liés aux gaz à effet de serre de 2016, section 3.2.1, Toronto, décembre 2016, p. 50.

20. (S&T)² CONSULTANTS INC., GHG Emissions for Ontario Natural Gas Buses, Delta, 2016a, p. 23.

21. BALCOMBE, P., et coll., « Characterising the distribution of methane and carbon dioxide emissions from the natural gas supply chain », Journal of Cleaner Production, vol. 172, janvier 2018, p. 2030.

22. Selon des recherches citées par le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. (Brunckner, T., et coll., « Energy Systems », Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change, contribution du Groupe de travail III au Cinquième rapport d'évaluation du GIEC, [sous la direction de EDENHOFER, O., et coll.], Cambridge University Press, Cambridge, Royaume-Uni et New York, NY, É.-U., 2014, p. 538.)

23. La CEO a préparé un modèle pour estimer les émissions (selon le cinquième rapport d'évaluation du GIEC) à partir des données de 2015 des émissions de CO2 et de CH4 en amont des fournisseurs de gaz de l'Ouest canadien et des États-Unis, telles que citées dans un rapport de (S&T)² Consultants Inc., 2016b. ((S&T)² CONSULTANTS INC., Lifecycle Analysis of GHG Emissions from Natural Gas in Ontario, Delta, 2016b, p. 19-20.) Les émissions de GES en amont des fournisseurs de gaz naturel américains et de l'Ouest canadien ont été calculées en fonction de l'affirmation qu'environ 25 % de l'approvisionnement de gaz naturel de l'Ontario provient des États-Unis et le reste presque en totalité de l'Ouest canadien. Pour l'estimation des émissions selon un taux de fuite global moyen en amont de 2,65 % (BALCOMBE, P., et coll., « Characterising the distribution of methane and carbon dioxide emissions from the natural gas supply chain », Journal of Cleaner Production, vol. 172, janvier 2018, p. 2030.), le modèle de la CEO utilise l'estimation de l'intensité des émissions de CO2 en amont (67,1 g d'éq.-CO_2/kWh) tirée des données de l'Ouest canadien et des États-Unis du rapport de (S&T)² Consultants (2016a, p. 19 et 20). Le modèle de la CEO utilise également (1) le pouvoir calorifique supérieur (base sèche) mesuré pour le gaz naturel de l'Ontario (38,7 MJ/m3) de Union Gas (« Chemical Composition of Natural Gas », Union Gas, en ligne, [www.uniongas.com/about-us/about-natural-gas/Chemical-Composition-of-Natural-Gas] (consulté le 6 mars 2018).), (2) une efficacité électrique de 40 % pour les centrales au gaz naturel de l'Ontario ((S&T)² Consultants Inc., 2016, p. 26.) et (3) le contenu de méthane du gaz naturel brut, soit 19,23 g de méthane/pied cube standard (ALVAREZ, R. A., « Great focus needed on methane leakage from natural gas infrastructure, Supporting Information », Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America, dans le fichier Excel complémentaire, feuille de calcul « EDF Analysis of FW Data ».).

24. Une étude revue par les pairs publiée l'année dernière a révélé le potentiel de fuites de gaz naturel considérables provenant directement des centrales, les estimations allaient de 0,11 % à 0,56 % du gaz naturel à l'entrée. (LAVOIE, T. N., et coll., « Assessing the Methane Emissions from Natural Gas-Fired Power Plants and Oil Refineries », Environmental Science & Technology, vol. 51, no 6, 2017, p. 3373.)

25. Selon le modèle de la CEO décrit à la note no 23.

26. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 31 janvier 2018.

27. **Production annuelle d'électricité des centrales au gaz naturel (GWh)**

2015	15 366,13
2016	12 760,11
2017	5 029,06

Remarque : Ces chiffres diffèrent légèrement des statistiques habituelles du profil d'approvisionnement ontarien, car ils ne tiennent pas compte d'une très petite quantité de production au gaz naturel intégrée dans le réseau de distribution.

Source : SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, « Generator Output by Fuel Type Monthly Reports », Toronto, 2016, 2017 et 2018.

Q11 Dans quelle mesure l'élimination progressive du charbon, l'électricité renouvelable et l'économie d'énergie ont-elles contribué à la réduction des émissions de gaz à effet de serre?

28. Voir la note no 9.

29. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 22 décembre 2017.

30. On peut supposer que la réduction constatée lors des 200 heures de demande minimale qui découlent du recours moins fréquent à la production de base au gaz naturel s'applique vraisemblablement à la majeure partie des 8 760 heures; ainsi, la réduction globale due à ce facteur pourrait atteindre les 6 TWh entre 2015 et 2017.

Production des centrales au gaz naturel*	**2015 (GWh)**	**2016 (GWh)**	**2017 (GWh)**	**% Delta 2015-2017**
200 heures de demande maximale/année	801 306	784 326	447 014	-44 %
200 heures de demande minimale/année	176 170	76 857	37 420	-79 %

*Remarque : Pourrait exclure certaines centrales au gaz naturel.

Source : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, « Data Directory: Generator Output and Capability reports », annuel : 2015-2017, en ligne, [www.ieso.ca/power-data/data-directory].

31. La production supplémentaire issue de l'hydroélectricité et de l'énergie nucléaire tronquée en 2015 aurait pu combler une petite partie de l'écart (**Q7**).

32. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, Imports and Exports, en ligne, [www.ieso.ca/power-data/supply-overview/imports-and-exports].

33. De façon générale, les producteurs au gaz naturel produisent seulement de l'électricité si le prix de gros horaire est suffisamment élevé pour couvrir les coûts du combustible. La plupart des exportations actuelles de l'Ontario ont lieu à des heures où le prix est bas, puisqu'une part importante des exportations provient des énergies renouvelables, lesquelles ont de très bas « coûts d'exploitation marginaux » (c.-à-d., les coûts de la source d'énergie). Les faibles prix d'exportation font augmenter la demande. Si le secteur du gaz naturel fixait le prix de gros, celui-ci serait supérieur, ce qui ferait vraisemblablement descendre la demande.

34. Le ministère de l'Énergie a estimé que les facteurs d'émissions des gaz à effet de serre pour la production d'électricité de ces territoires (NYISO pour l'État de New York et MISO pour le Michigan) sont tous deux plusieurs fois supérieurs à ceux de l'Ontario, même pendant les périodes creuses. (MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE, « Default Emissions Factors for 2018 for Ontario's Cap & Trade Program », en ligne, [www.energy.gov.on.ca/en/ontarios-electricity-system/climate-change/default-emission-factors-for-2018-for-ontarios-cap-trade-program/].)

35. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 31 janvier 2018.

36. COMMISSAIRE À L'ENVIRONNEMENT DE L'ONTARIO, « 6.3 Éloigner le transport de marchandises de l'alimentation aux combustibles fossiles », Loi sur le climat de l'Ontario : Du plan aux progrès, Rapport annuel sur les progrès liés aux gaz à effet de serre de 2017, Toronto, janvier 2018, 211-216.

Dans quelle mesure l'élimination progressive du charbon, l'électricité renouvelable et l'économie d'énergie ont-elles contribué à la réduction des émissions de gaz à effet de serre?

LES RÉPERCUSSIONS SUR L'ENVIRONNEMENT

QUESTION 12

À quel point la fermeture des centrales au charbon a-t-elle réduit la pollution en Ontario?

L'élimination de la production d'électricité au charbon a grandement contribué à améliorer la qualité de l'air et de l'eau en Ontario.

Pendant des années, les émissions dues à la combustion du charbon ont aggravé les pluies acides et le smog, lesquels nuisent à la santé humaine et environnementale. Entre 2005 et 2015, grâce à la fermeture des centrales au charbon, les émissions atmosphériques du secteur de l'électricité ont chuté abruptement de 82 % pour les oxydes d'azote, de 99 % pour le dioxyde de soufre, de 86 % pour les particules fines et de 100 % pour le mercure.

La qualité de l'air en Ontario s'est radicalement améliorée dans cette même période. Les concentrations de dioxyde d'azote, de dioxyde de soufre et de particules fines dans l'air ambiant ont chuté respectivement de 32 %, 48 % et 25 %. Le nombre de journées de smog par année est passé de 53 en 2005 à zéro en 2014.

Le mérite de ces progrès revient à la fermeture des centrales au charbon en Ontario, à la diminution à la fois de la production d'électricité au charbon et des émissions d'autres sources industrielles des États américains en amont et à la réduction des émissions issues d'autres sources en Ontario grâce à l'amélioration de la réglementation environnementale.

Table des matières

LES FAITS EN DÉTAIL 184

Pourquoi l'Ontario a-t-elle fermé les centrales au charbon? Avant tout pour protéger la santé des humains 184

Les effets des émissions de la combustion du charbon sur la qualité de l'air et de la santé humaine 185

Les autres problèmes du charbon : pluies acides et mercure 188

Les émissions atmosphériques dues au charbon en Ontario 189

La fin de la combustion du charbon et la réduction des émissions atmosphériques 189

L'Ontario aurait-elle pu rendre les centrales au charbon moins polluantes? 193

L'amélioration de la qualité de l'air en Ontario 194

La diminution de la combustion de charbon aux États-Unis a aussi amélioré la qualité de l'air en Ontario 196

Les avantages économiques et les bienfaits pour la santé d'un air sain 197

L'électrification peut réduire la pollution atmosphérique liée au transport 198

Conclusion 200

Notes de fin de chapitre 201

Les faits en détail…

Destruction des deux dernières cheminées de la centrale de Nanticoke le 28 février 2018

Source : Office de l'électricité de l'Ontario.

La combustion de charbon est une source majeure de polluants.

Pourquoi l'Ontario a-t-elle fermé les centrales au charbon? Avant tout pour protéger la santé des humains

La production d'électricité au charbon est une très importante source d'émissions de gaz à effet de serre (GES), lesquelles accentuent le changement climatique (partie Q11), qui en soi est une menace à la santé des humains. Toutefois, la combustion de charbon est également une source majeure de polluants qui nuisent directement à court terme à la santé des humains. La prise de conscience croissante de cette menace a été un facteur crucial qui a poussé l'Ontario à décider de fermer les centrales au charbon[1].

Comme illustré à la figure 12.1, la production d'électricité au charbon a subi une augmentation prononcée à la fin des années 1990, lorsque huit réacteurs nucléaires ont été mis hors service.

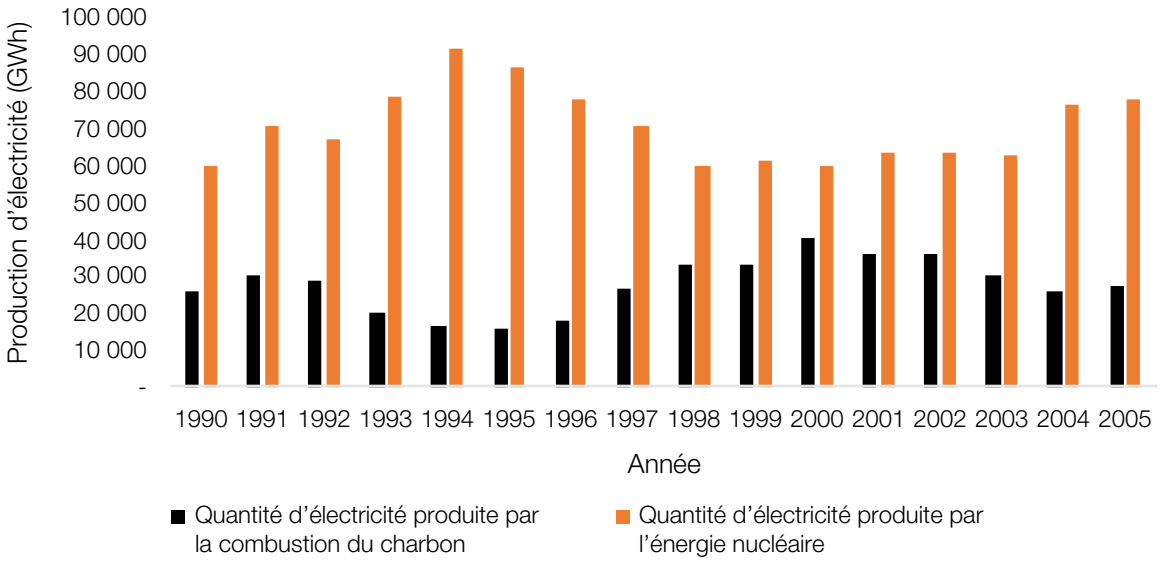


Figure 12.1. Comparaison de la production d'électricité des centrales au charbon par rapport aux centrales nucléaires en Ontario, 1990-2005

Source : Environnement et Changement climatique Canada, National Inventory Report 1990-2005: Greenhouse Gas Sources and Sinks in Canada, annexe 9, tableau A9, Ottawa, 2007, p. 587.

À l'époque, le lien entre la qualité de l'air et ses conséquences néfastes sur la santé humaine devenait de plus en plus évident, et les organismes de santé et les autorités de santé publique ont commencé à cibler la pollution atmosphérique causée par les centrales au charbon. En 1998, l'Ontario Medical Association a documenté les sérieux effets sur la santé des polluants atmosphériques dans le corridor Windsor-Québec et a réclamé la réduction des émissions atmosphériques des centrales au charbon[2]. En 2000, pour réduire les conséquences de la pollution de l'air sur la santé, la direction de la santé de Toronto a réclamé la conversion de la centrale au charbon de Lakeview en une centrale au gaz naturel ainsi qu'un plafond d'émission atmosphérique plus strict pour les autres centrales au charbon de l'Ontario[3]. Les pressions se sont aussi fait sentir de l'autre côté de la frontière. En effet, le procureur général de l'État de New York s'est plaint auprès de la Commission de coopération environnementale de l'Amérique du Nord au sujet des émissions atmosphériques de la centrale au charbon de Nanticoke et de leurs répercussions sur la qualité de l'air de New York.

En novembre 2002, l'Association pour la santé publique de l'Ontario était si alarmée par les conséquences de la combustion de charbon sur la santé qu'elle a publié un rapport intitulé Beyond Coal: Power, Public Health and the Environment[4], lequel recommandait que l'Ontario cesse de dépendre des centrales au mazout et de celles au charbon d'ici 2015. L'Association pulmonaire du Canada a proposé une « Stratégie contre le smog » pour protéger l'appareil respiratoire lors des jours de smog, en particulier chez les personnes atteintes d'asthme[5]; elle fournit également des renseignements à propos des répercussions qu'entraînent les polluants rattachés au smog sur la santé.

Les effets des émissions de la combustion du charbon sur la qualité de l'air et la santé humaine

La production d'électricité au charbon était une source majeure des trois principaux polluants de l'air extérieur qui appauvrissent la qualité de l'air et posent un risque à la santé humaine : l'ozone de la basse atmosphère, les particules fines et le dioxyde d'azote.

Depuis 2003, le gouvernement de l'Ontario utilise l'Indice de la qualité de l'air (IQA) pour aider les Ontariens à comprendre

La production d'électricité au charbon était une source majeure des trois principaux polluants de l'air extérieur.

comment la qualité de l'air se répercute sur leur santé et pour les outiller afin qu'ils puissent faire les choix qui s'imposent pour protéger leur santé en période de mauvaise qualité de l'air. Cet indice a été remplacé par la Cote air santé (CAS) en 2015[6], laquelle repose sur le lien à court terme entre la pollution atmosphérique et la mortalité dans 12 villes canadiennes. La CAS a pour objectif de présenter le risque immédiat de la pollution atmosphérique sur la santé des humains, en particulier chez les personnes les plus vulnérables, dont les personnes âgées et celles atteintes du diabète ou de maladies cardiaques ou pulmonaires[7]. La CAS repose principalement sur trois polluants atmosphériques courants reconnus pour leurs conséquences nuisibles sur la santé (ces polluants étaient également des polluants indicateurs dans l'IQA) :

- L'**ozone de la basse atmosphère** (aussi appelé ozone troposphérique, O_3). En basse atmosphère, là où les humains respirent, l'ozone est dangereux pour la santé humaine, car il endommage les tissus pulmonaires et exacerbe les maladies respiratoires. L'ozone est également un GES qui contribue au changement climatique. Toutefois, en haute altitude, l'ozone est bénéfique pour la planète puisqu'il nous protège du rayonnement ultraviolet nocif du soleil.
- Les particules fines ($PM_{2,5}$). Il s'agit de très petites particules (de moins de 2,5 microns) qui peuvent être inhalées et qui se répandent dans tout le corps, causant de sérieux problèmes tels que le cancer, les maladies cardiaques et la mort prématurée. Ces particules sont émises par différents processus de combustion sous forme d'aérosol; elles se forment également dans l'air après la combustion, par la transformation chimique d'autres polluants, tels que le dioxyde de soufre, les oxydes d'azote et les composés organiques volatils (COV)[8].
- Le **dioxyde d'azote** (NO_2). Ce gaz, qui est également issu de procédés de combustion, cause des problèmes respiratoires.

La production d'électricité au charbon était une source majeure de ces trois polluants en Ontario et aux États-Unis. Le charbon contient des substances toxiques qui sont libérées dans l'air lors de sa combustion, notamment le dioxyde de soufre (SO_2); les oxydes d'azote (NO_x), soit un mélange de dioxyde d'azote (NO_2) et de monoxyde d'azote (NO); le mercure (Hg); et les particules fines. Les oxydes d'azote réagissent à leur tour avec les composés organiques volatils en présence de la lumière du soleil, ce qui produit de l'ozone[9]. Des particules fines supplémentaires sont produites indirectement lorsque les NO_x et le SO_2 réagissent avec d'autres éléments dans l'atmosphère[10]. Du point de vue de la santé, cette formation secondaire de particules fines découlant d'interactions chimiques dans l'atmosphère est une des plus importantes sources de ce polluant. Ces réactions secondaires peuvent générer plus de la moitié du volume total de particules.

Le charbon contient des substances toxiques.

La pollution de l'air nuit aux humains principalement en aggravant les maladies cardiovasculaires et respiratoires. Le célèbre grand smog de Londres de 1952, causé par la combustion abondante de charbon, a tué plus de 4 000 personnes[11]. De nos jours, la combustion de charbon provoque des épisodes de smog dangereux et étouffants dans bien des pays, dont le Chili, l'Inde et la Pologne. À l'échelle planétaire, le taux de $PM_{2,5}$ ambiant occupait le cinquième rang des facteurs nocifs pour les humains, causant la mort d'environ 4 millions de personnes en 2015. L'ozone a quant à lui causé environ 4 millions de morts supplémentaires. La pollution de l'air ambiant a largement contribué au fardeau mondial de maladies en 2015, ce qui indique à quel point ces polluants atmosphériques sont importants dans la gestion de la santé publique[12].

Les émissions de SO_2 et de NO_x sont associées à une augmentation des cas de malaises respiratoires, de maladies chroniques, de maladies respiratoires ainsi que de mort prématurée et de malaises cardiovasculaires[13]. L'Ontario Medical Association a estimé que la pollution

La pollution atmosphérique a joué un rôle dans environ 1 900 cas de mort prématurée en Ontario en 2000.

atmosphérique a joué un rôle dans environ 1 900 cas de mort prématurée, 9 807 hospitalisations et environ 45 000 visites aux urgences en Ontario en 2000[14]. La majeure partie de ces conséquences est attribuable à l'inhalation de particules fines.

Le smog apparaît souvent sous la forme d'un brouillard brunâtre constitué d'ozone et de particules fines et constitue un exemple d'une mauvaise qualité de l'air. La formation du smog est aggravée lorsque les oxydes d'azote réagissent avec les composés organiques volatils dans l'atmosphère en présence de lumière du soleil. La figure 12.2 schématise la formation du smog dans l'atmosphère.

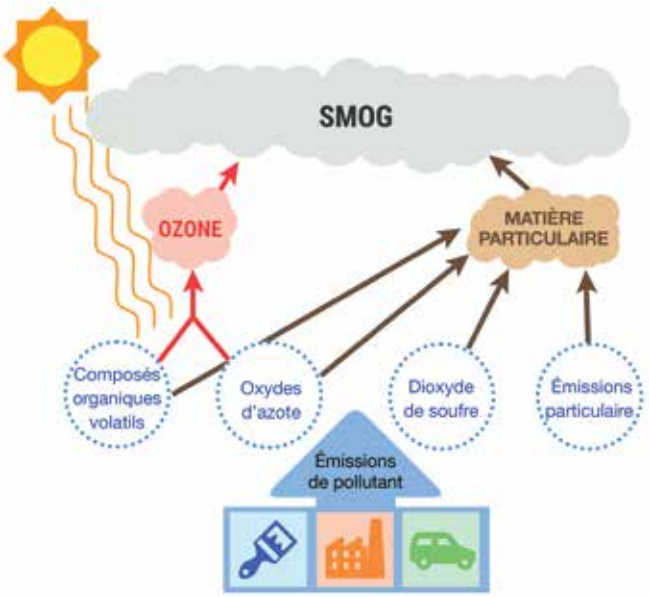


Figure 12.2. Formation du smog dans l'atmosphère

Source : Adaptation et modification de l'image tirée de la source suivante. VENETIS, K., « New U.S. Anti-Smog Restrictions Raising Debate over Effects on Atmospheric Chemistry », GreenVitals, en ligne, [greenvitals.net/greenvitalsnet/2010/1/26/new-us-anti-smog-restrictions-raising-debate-over-effects-on.html] (consulté le 6 mars 2018).

Avis de smog à Toronto : le 1er juillet 2011.

Source : iStock.

La figure 12.3 indique le nombre de jours où la concentration d'ozone excédait 80 parties par milliard (la norme de qualité de l'air ambiant pour protéger la santé des humains) dans la province, à mesure que la combustion de charbon augmentait en Ontario. Comme l'illustre la figure 12.3, l'augmentation de l'ozone résulte largement de l'augmentation en parallèle du nombre de journées très chaudes, ce qui favorise la formation de l'ozone[15]. Toutefois, le nombre de jours d'ozone élevé aurait également pu découler de la combustion accrue de charbon en plus d'avoir contribué aux inquiétudes relatives à la qualité de l'air en Ontario.

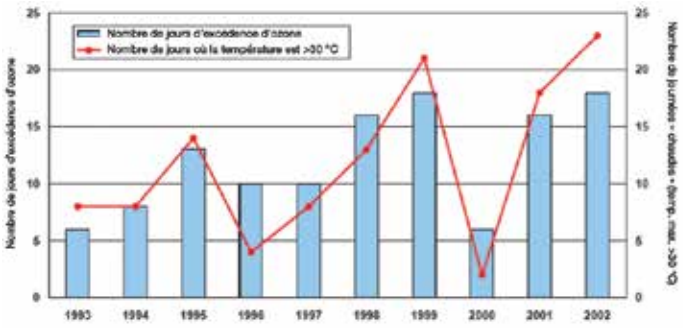


Figure 12.3. Tendance sur 10 ans des jours d'excédence d'ozone et des journées « chaudes » en Ontario, 1993-2002

Remarque : Les données reposent sur 21 emplacements d'ozone exploités sur plus de 10 ans; les journées « chaudes » reposent sur 8 emplacements météorologiques exploités sur 10 ans. Un jour d'excédence d'ozone compte au moins une heure où la concentration d'ozone dépassait 80 ppb.

Source : MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT, Air Quality in Ontario Report & Appendix 2002 Report, Toronto, 2002, p. 6.

La production d'électricité au charbon a contribué aux pluies acides et à la pollution au mercure.

Les autres problèmes du charbon : pluies acides et mercure

En plus de nuire à la qualité de l'air, la production d'électricité au charbon a contribué aux pluies acides et à la pollution au mercure. Les centrales au charbon émettent de grandes quantités d'oxydes d'azote (NO_x) et d'oxydes de soufre (SO_x). Ces deux contaminants atmosphériques, en plus d'aggraver les problèmes de pollution de l'air, réagissent aussi chimiquement avec la pluie pour former de l'acide nitrique et de l'acide sulfurique, lesquels se déposent ensuite dans les lacs et les sols sous forme de pluies acides, ce qui nuit aux écosystèmes forestiers et aquatiques[16].

Les centrales au charbon sont aussi d'importantes sources de mercure, un puissant métal neurotoxique. Le mercure de ces centrales se dissémine dans l'air pour finalement se déposer sur la terre ainsi que dans les lacs et les rivières[17]. Lorsque le mercure inorganique se mêle à l'eau, des bactéries peuvent le transformer en méthylmercure, une substance encore plus toxique. Le méthylmercure est ensuite absorbé par les organismes à la base du réseau alimentaire avant de subir une bioamplification à mesure qu'il passe d'un organisme à l'autre, de telle sorte que plus on s'approche du sommet de la chaîne alimentaire relative au poisson, plus la concentration de mercure est élevée. Ainsi, le mercure affecte surtout les prédateurs et consommateurs des maillons supérieurs de la chaîne alimentaire, c'est-à-dire les humains et les animaux qui mangent du poisson. Il est particulièrement dangereux pour le bébé in utero et les autres personnes vulnérables de consommer du mercure. Les dépôts de mercure (auxquels les émissions de la combustion du charbon ne contribuent qu'en partie) ont causé des avis en matière de consommation de poisson partout en Ontario[18].

Le méthylmercure peut nuire à la reproduction, aux comportements et au développement physique chez les poissons ainsi que chez les oiseaux et mammifères qui mangent du poisson. Chez l'humain, l'exposition au mercure peut être nocive pour le cerveau, le cœur, les reins, les poumons et le système immunitaire. L'empoisonnement au mercure provoque des dégradations neurologiques, notamment la diminution du champ visuel, la surdité, des engourdissements aux bras et aux jambes, des tremblements, de la difficulté à marcher et même la mort[19].

Les émissions atmosphériques dues au charbon en Ontario

En 2001, l'Ontario comptait cinq centrales au charbon. Les émissions des principaux polluants associées à chacune d'entre elles sont énumérées au tableau 12.1. Il est à noter que les émissions de mercure sont celles déclarées pour 1999.

Tableau 12.1. Émissions de polluants atmosphériques issues des centrales au charbon en Ontario, 2001

Centrale	Puissance (MW)*	Dioxyde de soufre (SO_2)	Oxydes d'azote (NO_x)	Mercure (Hg)
		Tonnes**		kg
Nanticoke	3 940	86 500	22 400	247
Lakeview	2 400	19 000	5 050	83
Lambton	1 980	28 300	11 800	135
Thunder Bay	306	8 810	1 970	67
Atikokan	211	4 480	950	63
Total	**8 837**	**147 090**	**42 170**	**595**

Sources : (*) GOUVERNEMENT DE L'ONTARIO, « La fin du charbon », « Plan d'action – Calendrier des événements », en ligne, [www.ontario.ca/fr/page/la-fin-du-charbon] (consulté le 8 mars 2018). (**) PERROTTA, K., Beyond Coal: Power, Public Health and the Environment, Association pour la santé publique de l'Ontario, Toronto, novembre 2002, p. 11.

Une fois réunies, les cinq centrales au charbon ont généré une proportion importante de la pollution atmosphérique de la province, en particulier dans le corridor Windsor-Québec. En 2001, les centrales au charbon de l'Ontario ont généré environ 23 % des émissions de dioxyde de soufre et 14 % des émissions d'oxydes d'azote relâchées dans toute la province[20]. À elle seule, la centrale de Nanticoke, une des plus grandes centrales au charbon d'Amérique du Nord, a généré l'équivalent d'environ 50 % des émissions atmosphériques réunies de toutes les centrales au charbon de l'Ontario. De plus, en raison de ces émissions, la centrale de Nanticoke a également généré une part considérable des $PM_{2,5}$ dans l'atmosphère. En 2002, le procureur général de l'État de New York a dit de la centrale de Nanticoke qu'elle était le plus grand émetteur de NO_x en Amérique du Nord[21]. En plus des émissions ontariennes, la qualité de l'air en Ontario se ressentait également des émissions des centrales au charbon américaines.

La fin de la combustion du charbon et la réduction des émissions atmosphériques

En 2001, le gouvernement de l'Ontario a annoncé que la centrale de Lakeview, d'une puissance de 2 400 MW, ne brûlerait plus de charbon en 2005[22]. C'est en 2002 que les trois principaux partis politiques se sont entendus pour cesser toute production d'électricité au charbon, quoique selon des échéanciers différents. Cette entente résultait en

partie des préoccupations du public par rapport à la santé humaine[23].

En commençant par la fermeture de la centrale de Lakeview en 2005[24], l'Ontario a commencé à éliminer la production d'électricité au charbon sur son territoire. Après 2008, la production d'électricité au charbon a subi un déclin rapide; il n'y en avait presque plus en 2014 et plus du tout en 2015 (voir le calendrier des événements au tableau 12.2).

Tableau 12.2. Timeline of events for closing Ontario's coal fired generating stations.

Année	Événement
2001	L'Ontario annonce la fermeture de la centrale de Lakeview.
2003	L'Ontario s'engage à fermer les centrales au charbon d'ici 2007.
2005	**Fermeture de la centrale de Lakeview**
2006	Le ministère de l'Énergie charge l'ancien Office de l'électricité de l'Ontario (OEO) de planifier la fermeture progressive des centrales au charbon le plus tôt possible, tout en garantissant la fiabilité et la capacité du réseau.
2007	Le Règlement de l'Ontario 496/07 (sur l'arrêt de la production d'électricité au charbon) fixe la date butoir de fin des activités au 31 décembre 2014.
2009	La Loi de 2009 sur l'énergie verte et l'économie verte engage l'Ontario à ajouter de nouvelles ressources d'énergie propre et renouvelable dans le réseau d'électricité et à encourager l'économie d'énergie.
2010	Le Plan énergétique à long terme de 2010 engage l'Ontario à éliminer progressivement la production d'électricité au charbon d'ici 2014.
2012	**Fermeture de la centrale d'Atikokan**
2013	**Fermeture des centrales de Nanticoke et de Lambton**
Avril 2014	**Fermeture de la centrale de Thunder Bay (la dernière centrale au charbon)**
2015	Réouverture des centrales d'Atikokan et de Thunder Bay, désormais alimentées à la biomasse. La Loi de 2015 sur l'abandon du charbon pour un air plus propre interdit toute future production d'électricité au charbon.

Source : GOUVERNEMENT DE L'ONTARIO, « La fin du charbon », en ligne, [www.ontario.ca/fr/page/la-fin-du-charbon] (consulté le 8 mars 2018).

La capacité de production d'électricité au charbon de l'Ontario (mesurée à la fin de l'exercice) a chuté comme l'illustre la figure 12.4.

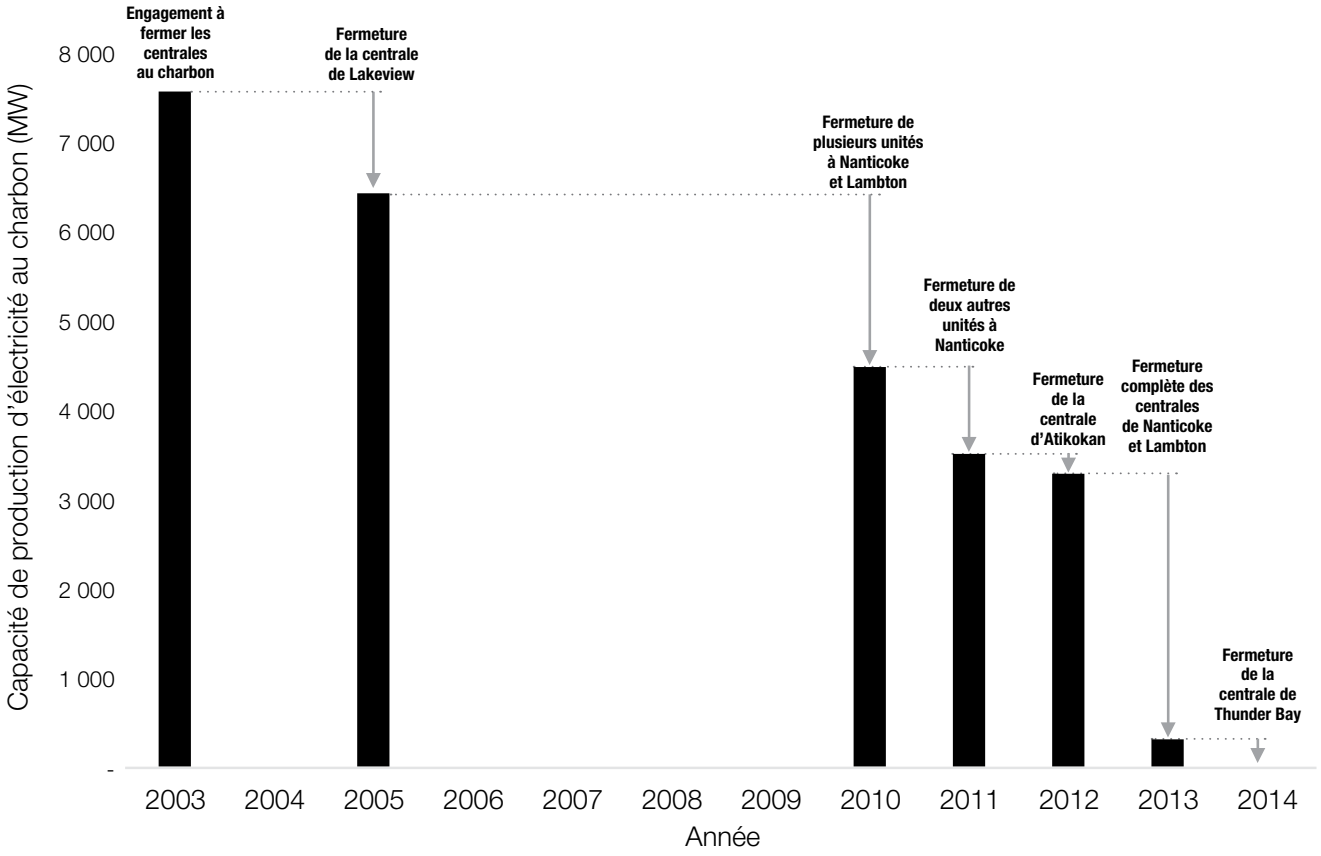


Figure 12.4. Capacité de production d'électricité au charbon de l'Ontario à la fin de l'exercice, 2003-2014

Source : GOUVERNEMENT DE L'ONTARIO, « La fin du charbon », en ligne, [www.ontario.ca/fr/page/la-fin-du-charbon] (consulté le 8 mars 2018).

Puisque la combustion du charbon était responsable de la majeure partie des émissions atmosphériques du secteur de l'électricité, la fermeture des centrales au charbon a considérablement fait réduire les émissions de ce secteur. Entre 2005 et 2015, les émissions atmosphériques du secteur de l'électricité ont chuté de 82 % pour les NO_X, de 99 % pour le SO_2, de 86 % pour les $PM_{2,5}$ et de 100 % pour le mercure[25]. La figure 12.5 illustre le déclin des émissions atmosphériques du secteur de l'électricité superposé à celui de la production d'électricité au charbon.

À quel point la fermeture des centrales au charbon a-t-elle réduit la pollution en Ontario?

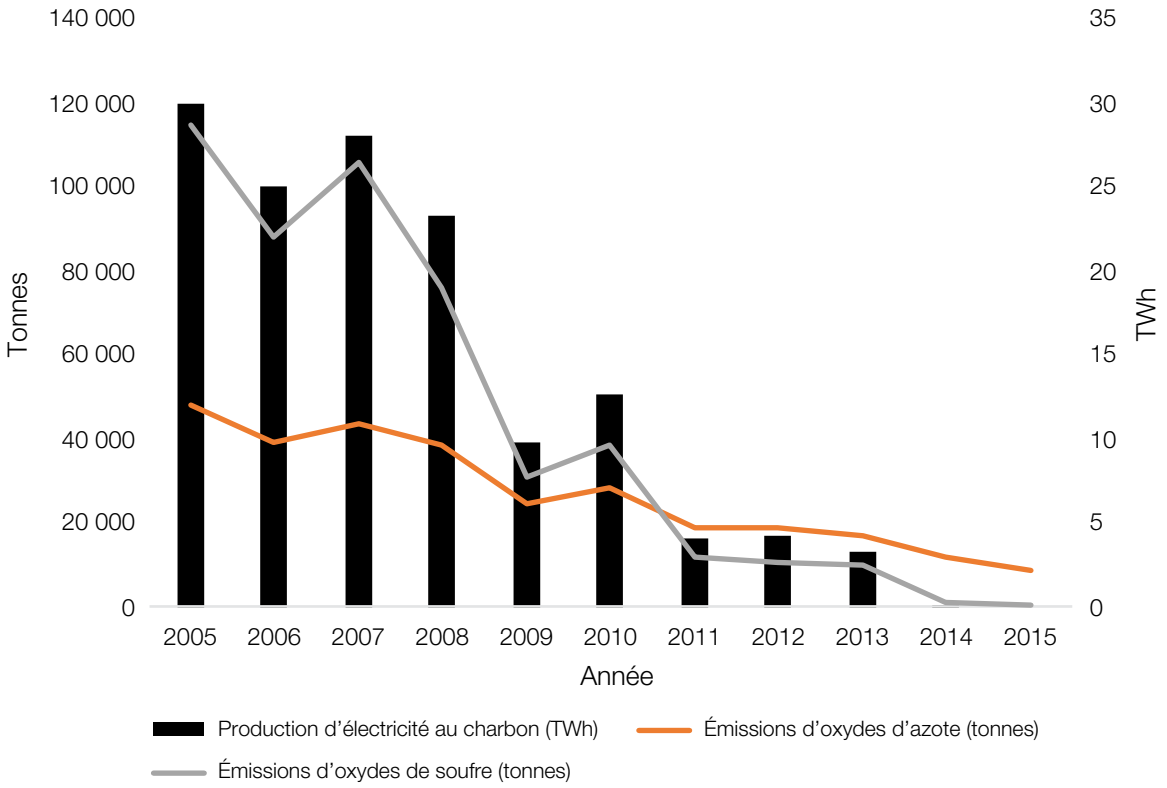


Figure 12.5. Émissions d'oxydes de soufre et d'oxydes d'azote du secteur ontarien de l'électricité et production d'électricité au charbon, 2005-2015

Remarque : Les émissions de mercure et de particules fines ne sont pas illustrées en raison de la différence d'échelle. Les émissions de ces polluants issues de la production d'électricité ont également subi une chute remarquable. En effet, dans ce secteur, les émissions de mercure sont passées de 326 kg en 2005 à zéro en 2015, et les émissions de particules fines sont passées de 1 787 tonnes en 2005 à 249 tonnes en 2015.

Source : SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, Ontario Planning Outlook, Module 1: State of the Electricity System: 10-Year Review, août 2016, diapos 23, 35 et 36.

L'Ontario aurait-elle pu rendre les centrales au charbon moins polluantes?

Tout le monde n'était pas d'accord sur la nécessité de fermer les centrales au charbon, du moins pas au début. Plusieurs soutenaient qu'il serait possible de mettre en œuvre des mesures antipollution pour réduire la pollution que ces centrales émettaient. Les émissions de la production d'électricité au charbon peuvent être réduites, mais pas éliminées, au moyen de technologies antipollution. Au cours des dix années qui ont précédé la fermeture des centrales au charbon, l'Ontario Power Generation a investi d'importantes sommes pour l'installation de technologies antipollution afin de réduire les émissions de NO_X, de SO_2 et de $PM_{2,5}$[26], comme l'exigeait le programme ontarien Pluies acides, un compte à rebours.

Même après la décision de mettre fin à la production d'électricité au charbon, d'autres mesures antipollution supplémentaires ont été étudiées, mais elles ont en fin de compte été abandonnées. Les technologies antipollution sont coûteuses. Les coûts des deux principales mesures antipollution, soit la désulfuration des gaz de combustion et la réduction sélective catalytique (qui retirent respectivement les SO_x et les NO_x des gaz de combustion), se sont élevés à environ 750 millions de dollars pour les chaudières où elles ont été mises en place, et on estimait la conversion de toutes les chaudières des centrales de Lambton et de Nanticoke à des coûts supplémentaires de l'ordre de 2 à 3 milliards de dollars[27].

Malgré ces coûteuses technologies antipollution, il n'aurait pas été possible d'égaler le potentiel de réduction découlant du remplacement du charbon par d'autres sources d'électricité. Les technologies antipollution pour les centrales au charbon se sont peut-être améliorées depuis 2002, mais à l'époque, l'Association pour la santé publique de l'Ontario a démontré que même si l'on mettait en place des technologies antipollution haute efficacité dans les centrales au charbon, les émissions seraient toujours considérablement plus importantes que celles d'autres options, telles que le cycle combiné au gaz naturel (voir le tableau 12.3), sans parler des options zéro émission, comme les sources d'énergie renouvelable et l'économie d'énergie[28]. Les technologies antipollution n'auraient pas non plus aidé à régler les problèmes climatiques que cause le charbon; en effet, les émissions de gaz à effet de serre issues du dioxyde de carbone auraient augmenté avec de telles mesures en place étant donné que ces technologies réduisent légèrement l'efficacité du fonctionnement de l'équipement.

Tableau 12.3. Comparatif entre la réduction des émissions des centrales au charbon dotées de dispositifs antipollution et celle d'autres mesures

Polluant	Émissions atmosphériques des centrales au charbon (kg/MWh)* avec dispositifs antipollution en place en 2002	% de réduction des émissions atmosphériques si des dispositifs antipollution supplémentaires avaient été installés dans les centrales au charbon [29]	% de réduction des émissions atmosphériques si la combustion du charbon était remplacée par des turbines au gaz naturel à cycle combiné
Oxyde d'azote	1,2	63 - 80*	90
Dioxyde de soufre	4,6	84**	99+
Mercure	0,017 (g/MWh)	70***	99+
Dioxyde de carbone	890	Légère augmentation****	60

Remarques :
* Autres technologies antipollution : réduction sélective catalytique (RSC) et brûleurs à faible génération de NOX.
** Technologies antipollution : désulfuration des gaz de combustion (DGC) avec charbon à forte teneur en soufre.
*** Potentiel antimercure attendu des technologies antipollution en développement.
**** L'utilisation de la RSC et des brûleurs à faible génération de NOX et des technologies antipollution de DGC causerait une légère augmentation des émissions de CO_2 en raison de la hausse des besoins énergétiques.

Source : PERROTTA, K., Beyond Coal: Power, Public Health and the Environment, Association pour la santé publique de l'Ontario, Toronto, novembre 2002, p. 33.

L'amélioration de la qualité de l'air en Ontario

Depuis le début des fermetures des centrales au charbon, la qualité de l'air ambiant s'est améliorée partout en Ontario (voir le tableau 12.4)[30]. Les concentrations de NO_2, de SO_2 et de $PM_{2,5}$ ont considérablement diminué. Les concentrations moyennes d'ozone ont augmenté, mais les concentrations estivales (période où les concentrations sont les plus élevées et sont plus susceptibles d'avoir des conséquences sur la santé) ont pour leur part diminué. La chute des concentrations estivales d'ozone résulte de la réduction de la pollution atmosphérique en Ontario et aux États-Unis. L'augmentation des concentrations hivernales est quant à elle attribuée à l'augmentation des concentrations de fond à l'échelle planétaire[31]. Du point de vue de la santé publique, les concentrations estivales et hivernales globales de l'ozone et les « pointes » ont des conséquences sur la santé.

Tableau 12.4. Changements de concentration des polluants dans l'air ambiant en Ontario, 2006-2015

Polluant atmosphérique	Changement de la concentration atmosphérique (2006-2015)
Dioxyde d'azote	-32 %
Dioxyde de soufre	-48 %
Particules fines	-25 %
Ozone	+3 % (annuelle); -4 % (été), +9 % (hiver)

Remarque : Les tendances reposent sur les valeurs moyennes composées de multiples stations de surveillance partout en Ontario.

Source : MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT ET DE L'ACTION EN MATIÈRE DE CHANGEMENT CLIMATIQUE, Air Quality in Ontario 2015 Report, Toronto, 2015, p. iii et 6.

Depuis la fermeture des centrales au charbon, il n'y a eu qu'un seul avis de smog et sur la qualité de l'air.

Le nombre d'avis de smog et sur la qualité de l'air que la province publie est un autre indicateur de la qualité de l'air en Ontario. Lorsque l'on s'attend à ce que la Cote air santé, calculée principalement à partir des trois polluants mentionnés précédemment, présente un risque élevé durant trois heures ou plus, on publie un avis de smog et sur la qualité de l'air[32]. (Avant 2015, ces avis s'appelaient « avis de smog »; de plus, comme on utilisait un indice de la qualité de l'air différent, les données avant et après 2015 ne sont pas comparables.) Une concentration élevée d'ozone déclenche souvent la publication de ces avis. Par exemple, en 2003, 11 des 12 épisodes de smog ont été causés au moins en partie par une concentration atmosphérique élevée d'ozone[33].

Depuis le début de la fermeture des centrales au charbon, le nombre d'avis sur la qualité de l'air a grandement diminué, passant de 53 en 2005 à zéro en 2014 (selon l'ancien Indice de la qualité de l'air). Il n'y en a pas eu non plus en 2015 ni en 2017 (selon le nouvel indice), comme le montre la figure 12.6.

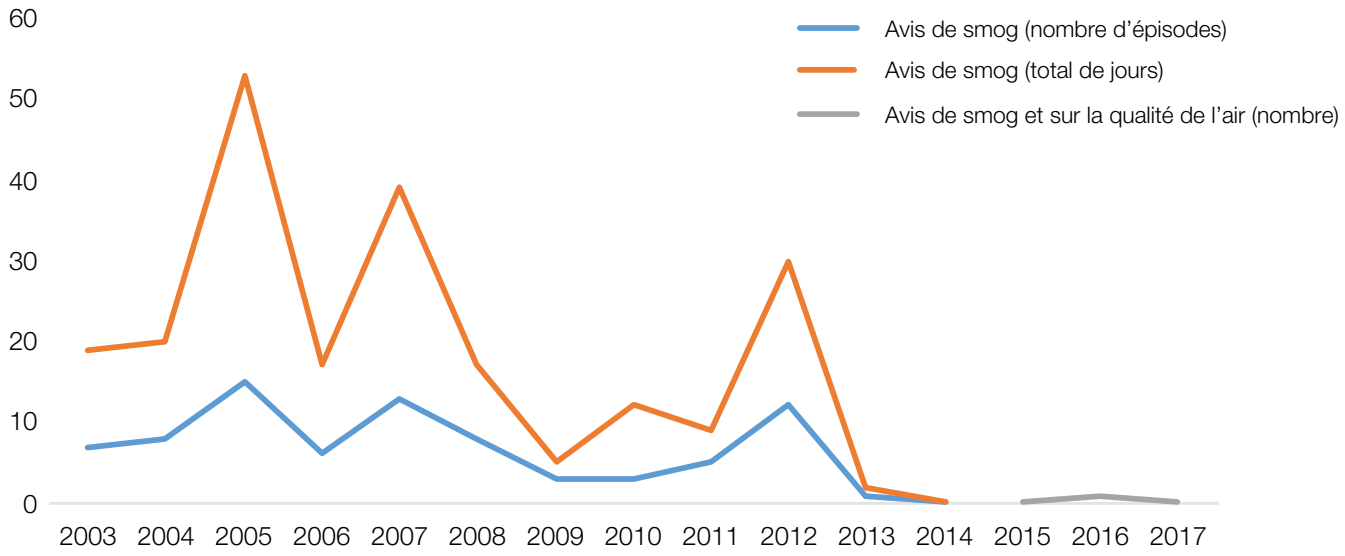


Figure 12.6. Avis de smog en Ontario, 2003-2014, et avis de smog et sur la qualité de l'air, 2015-2017

Remarque : À compter de 2015, l'Ontario a ajusté l'indice de mesure de la qualité de l'air en plus d'en changer le nom, passant d'« avis de smog » à « avis de smog et sur la qualité de l'air ».

Sources : MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT ET DE L'ACTION EN MATIÈRE DE CHANGEMENT CLIMATIQUE, « Les avis de smog données », en ligne, [www.qualitedelairontario.com/history/aqi_advisories_stats.php] (consulté le 8 mars 2018). MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT ET DE L'ACTION EN MATIÈRE DE CHANGEMENT CLIMATIQUE, « BSQA et ASQA émis en Ontario », en ligne, [www.airqualityontario.com/aqhi/advisories_stats.php] (consulté le 8 mars 2018).

Depuis la fermeture des centrales au charbon, il n'y a eu qu'un seul avis de smog et sur la qualité de l'air, soit en 2016, lors d'un été exceptionnellement chaud. Les températures estivales de plus en plus chaudes associées au changement climatique devraient augmenter la fréquence des événements de pollution atmosphérique, surtout en raison des particules fines et de l'ozone de basse atmosphère[34]. La qualité de l'air en Ontario n'est pas encore parfaite. Chaque année entre 2015 et 2017, l'Ontario a publié entre 7 et 10 bulletins spéciaux sur la qualité de l'air (lesquels indiquent une pauvre qualité de l'air pour une période d'une à deux heures).

Quelle est l'intensité du rôle de la fermeture des centrales au charbon dans l'amélioration de la qualité de l'air en Ontario? Une des mesures de cette intensité est la proportion de la réduction globale des émissions atmosphériques en Ontario résultant du remplacement du charbon. Le ministère de l'Environnement et de l'Action en matière de changement climatique indique que la réduction des émissions atmosphériques résultant de l'élimination de la combustion du charbon représente 24 % de la réduction ontarienne globale de NO_x pour la période de 1990-2015 et que les pourcentages de réduction pour le SO2 et le mercure sont respectivement de 22 % et de 29 % (selon des données de 2000-2015).[35] Pour les émissions de particules fines, comme l'illustre la figure 12.7, la contribution directe de l'élimination progressive du charbon n'est pas très élevée, puisque la production d'électricité au charbon ne constituait qu'environ 1 % des émissions directes de particules fines ($PM_{2,5}$) de l'Ontario. Toutefois, les formes gazeuses des NO_x et du SO_2, que les centrales émettaient en grande quantité, interagissent avec l'atmosphère pour produire davantage de $PM_{2,5}$[36]. Cette réaction signifie que la contribution du charbon à la concentration ambiante de $PM_{2,5}$ était bien plus importante que sa part d'émissions de $PM_{2,5}$.

La figure 12.7 montre la diminution de la part des émissions atmosphériques globales de l'Ontario attribuables au secteur de l'électricité, presque totalement due à la fermeture des centrales au charbon.

À quel point la fermeture des centrales au charbon a-t-elle réduit la pollution en Ontario?

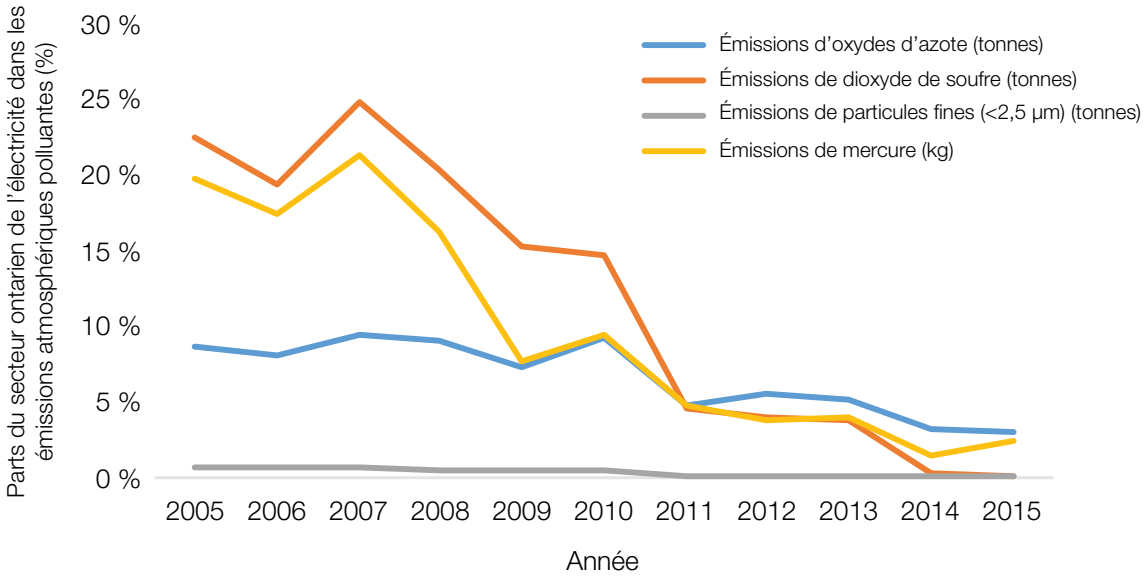


Figure 12.7. Contribution du secteur de l'électricité de l'Ontario à la pollution atmosphérique globale de la province, telle que mesurée à partir de polluants précis, 2005-2015

Remarque : Particules fines (<2,5 µm) et $PM_{2,5}$ sont des équivalents. Cette série de données d'Environnement et Changement climatique Canada montre une petite augmentation dans les émissions de mercure en 2015 dans le secteur de l'électricité, ce qui est contraire à l'information qu'a déclarée la SIERE. La CEO ignore la raison de cette différence.

Source : ENVIRONNEMENT ET CHANGEMENT CLIMATIQUE CANADA, « Recherche en ligne des données sur l'inventaire des émissions de polluants atmosphériques », en ligne, [www.ec.gc.ca/inrp-npri/donnees-data/ap/index.cfm?lang=Fr] (consulté le 8 mars 2018).

La diminution de la combustion de charbon aux États-Unis a aussi amélioré la qualité de l'air en Ontario

La réduction des émissions atmosphériques causées par la combustion du charbon aux États-Unis a également contribué à améliorer la qualité de l'air en Ontario. La production d'électricité au charbon aux États-Unis est en baisse constante depuis 2007 (figure 12.8).

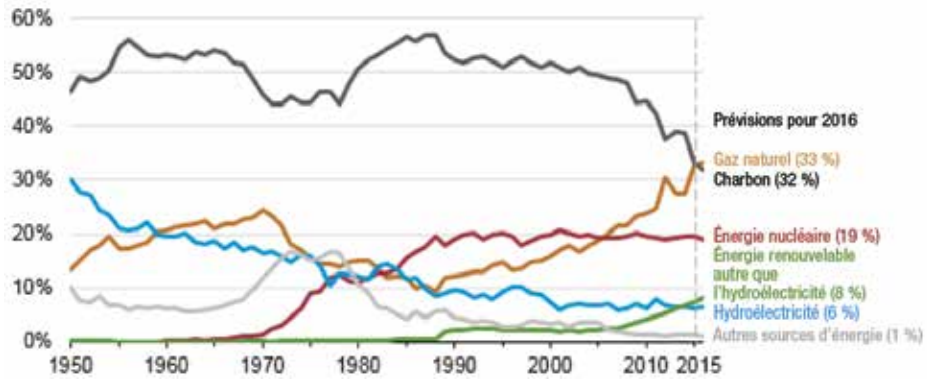


Figure 12.8. Production annuelle d'électricité aux États-Unis par source d'énergie, en pourcentage, 1950-2016

Source : HODGE, T., « Natural gas expected to surpass coal in mix of fuel used for U.S. power generation in 2016 », U.S. Energy Information Administration, le 16 mars 2016, en ligne, [www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=25392].

Par conséquent, les émissions de polluants atmosphériques du secteur américain de l'électricité (générées également en grande partie par les centrales au charbon) ont aussi considérablement chuté[37]. La diminution des émissions de NO_x aux États-Unis est illustrée à la figure 12.9. Les émissions des centrales en amont de l'Ontario jouent sur la qualité de l'air de cette province.

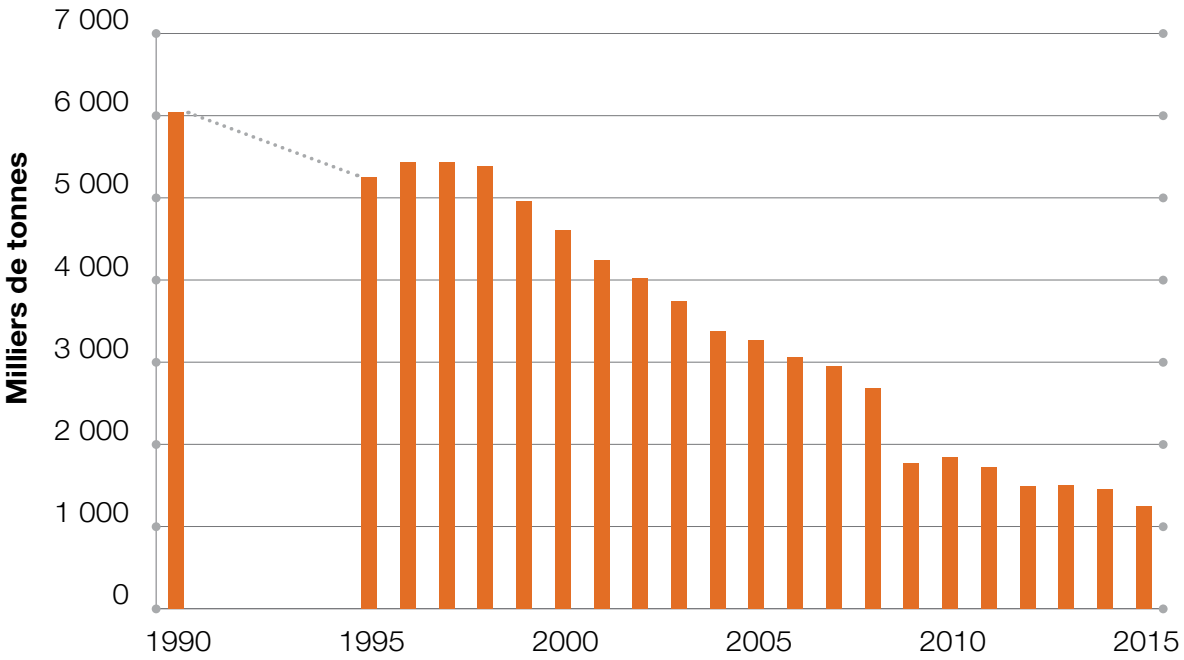


Figure 12.9. Tendance des émissions de NOX des installations de production d'électricité aux États-Unis

Source : MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT ET DE L'ACTION EN MATIÈRE DE CHANGEMENT CLIMATIQUE, Air Quality in Ontario 2015 Report, Toronto, 2015, p. 16.

Les fermetures de centrales au charbon aux États-Unis sont de très bonnes nouvelles pour la qualité de l'air en Ontario ainsi que pour les pluies acides et le dépôt de mercure. Les anticyclones qui se déplacent lentement au sud des Grands Lacs inférieurs transportent la pollution des États-Unis sur une longue distance[38], à des centaines de kilomètres de son point d'origine, ce qui peut avoir des conséquences sur la majorité de la population en Ontario[39]. Les plus hautes concentrations d'ozone en Ontario se trouvent généralement dans les régions de Tiverton et de Grand Bend sur le lac Huron, lesquelles sont en aval des polluants précurseurs émis aux États-Unis.

Les avantages économiques et les bienfaits pour la santé d'un air sain

L'amélioration de la qualité de l'air a sans surprise amélioré les résultats de santé des Ontariens. La ville de Toronto estime (en dépit d'une croissance démographique considérable) que le nombre de morts prématurées causées par la pollution atmosphérique à Toronto (toutes sources confondues) a chuté de 23 % entre 2004 et 2014 pour atteindre 1 300 morts par année et que le pourcentage d'hospitalisations dues à cette même

pollution pour la même période a quant à lui chuté de 40 % pour atteindre 3 550 cas par année[40]. Depuis 2014, moment où la dernière centrale au charbon a cessé ses activités, ces données demeurent assez stables; les principaux polluants sont désormais les émissions du secteur des transports, et elles soulèvent des inquiétudes[41].

5,7 milliards de dollars d'économies en santé et d'autres avantages.

Dans son rapport de 2017 sur les progrès liés aux GES intitulé Loi sur le climat de l'Ontario : Du plan aux progrès[42], la CEO indique que les fermetures importantes de centrales au charbon aux États-Unis, et l'amélioration de la qualité de l'air qui en découle, ont aussi apporté d'énormes avantages économiques et bienfaits pour la santé.

La pollution atmosphérique due à la combustion du charbon et les émissions de GES ont connu la chute la plus considérable dans les neuf États du Nord-Est américain qui travaillent ensemble dans le premier programme nord-américain de plafonnement et d'échange en matière de GES, soit la Regional Greenhouse Gas Initiative (RGGI). Le secteur de l'électricité de ces États a réduit sa production d'électricité au charbon, la faisant passer de 23 % de leur production globale en 2007 (ce qui était comparable aux proportions de l'Ontario en 2005) à 7 % en 2015, ce qui a réduit leurs émissions de GES de plus de 45 %[43]. Depuis, d'autres centrales au charbon ont fermé leurs portes.

Par conséquent, la pollution atmosphérique dans les États de la RGGI s'est grandement améliorée, ce qui aurait entraîné environ 5,7 milliards de dollars d'économies en santé et d'autres avantages selon une analyse rétrospective des effets sur la qualité de l'air et la santé publique . Tous les États participants ont observé des avantages économiques et des bienfaits pour la santé découlant d'un air désormais plus sain. La fermeture des centrales au charbon en Ontario a vraisemblablement apporté des bienfaits semblables pour la santé.

L'électrification peut réduire la pollution atmosphérique liée au transport

Il est bien connu que le smog est associé à la hausse de morts prématurées et d'hospitalisations[45]. Depuis 2004, le Bureau de santé publique de Toronto reconnaît que le secteur des transports constitue la plus importante source de pollution atmosphérique à l'intérieur des limites de la ville. La réduction de ces émissions[46], y compris la réduction des émissions des véhicules au diesel, devrait être la priorité. En décembre 2017, le conseil municipal de Toronto a ordonné à son directeur de la division de l'environnement et de l'énergie de travailler en collaboration avec la direction de la santé publique de Toronto afin d'élaborer les meilleures pratiques pour réduire l'exposition à la pollution atmosphérique causée par la circulation[47]. À Toronto, sur une base annuelle, la pollution atmosphérique est toujours en cause dans 1 300 cas de mort prématurée et 3 550 hospitalisations.

Plus une personne vit près d'artères routières importantes, plus elle risque de subir des effets néfastes sur sa santé[48]. Les problèmes respiratoires et cardiovasculaires sont vraisemblablement les plus importants. Cependant, l'Association pour la santé publique de l'Ontario a montré une corrélation directe entre la démence et la pollution atmosphérique causée par la circulation[49].

La CEO est d'avis que l'électrification des véhicules (une nécessité pour respecter les engagements climatiques de l'Ontario, comme discuté à la partie Q15) pourrait également jouer un rôle important dans l'amélioration de la qualité de l'air et donc de la santé publique. La direction de la santé publique de Toronto recommande la promotion de l'électrification des véhicules[50]. La priorité devrait être accordée aux corridors de transport qui présentent les plus hautes concentrations de pollution de l'air ambiant et aux zones qui abritent des installations qui reçoivent des populations vulnérables, comme les établissements de soins de longue durée ou les écoles. Ces facteurs

devraient être pris en compte lorsque vient le temps de déterminer les emplacements où des bornes de recharge publiques seraient le plus avantageuses. En plus de l'électrification, le transport en commun et le transport actif seront importants pour réduire la pollution atmosphérique causée par la circulation.

La fermeture de centrales au charbon n'est pas la seule raison de l'amélioration de la qualité de l'air et de la santé publique en Ontario.

La fermeture de centrales au charbon en Ontario et aux États-Unis n'est pas la seule raison de l'amélioration de la qualité de l'air et de la santé publique en Ontario. D'autres mesures importantes ont généré des réductions des émissions de NO_X, notamment les normes d'émission désormais plus exigeantes pour les nouveaux véhicules, des règlements plus resserrés pour le diesel, le programme Air pur pour l'analyse obligatoire des émissions des véhicules plus anciens, un programme industriel d'échange d'émissions de SO_2 et de NO_X et les dispositifs antipollution pour les fonderies[51].

Comme il est difficile de séparer ces facteurs, l'Institut Fraser a affirmé que la fermeture progressive des centrales au charbon de l'Ontario a eu un effet minimal sur la réduction de la pollution atmosphérique dans la province[52]; l'Institut conclut que la majeure partie des améliorations découlent de la réduction des émissions aux États-Unis (principalement des fermetures de centrales américaines au charbon). La CEO est en désaccord avec les conclusions de l'Institut Fraser, car son évaluation ne prend pas en compte d'importantes variables, telles que les particules fines secondaires dont la formation découle des émissions atmosphériques de la combustion du charbon et qui constituent plus de la moitié du volume des particules. De plus, le rapport ne tenait pas compte des bienfaits de la réduction des pluies acides et des émissions de mercure. La CEO est d'avis que la fermeture de centrales au charbon des deux côtés de la frontière a amélioré la qualité de l'air et la santé publique en Ontario.

Plusieurs organismes croient que la fermeture des centrales au charbon en Ontario a eu des effets considérables. Le Bureau de santé publique de Toronto a indiqué que la fermeture des centrales au charbon a été une des principales mesures qui a amélioré la qualité locale de l'air à Toronto[53]; le gouvernement de l'Ontario a cité dans son Plan énergétique à long terme de 2010 une étude de 2005 effectuée pour le gouvernement, laquelle estimait que les avantages de la réduction de la pollution atmosphérique pour l'Ontario s'élèveraient à 3 milliards de dollars par année. L'Institut pour l'IntelliProspérité a estimé que les dommages (qui découlent principalement des conséquences sur la santé) causés par les centrales au charbon de l'Ontario coûtent de 5 à 10 ¢/kWh d'électricité généré[54].

Au Canada, le rapport le plus complet sur les effets de la production d'électricité au charbon sur la santé et l'économie est le résumé de l'étude d'impact de la réglementation (REIR) d'Environnement Canada de 2012. Dans le REIR, on estimait le coût et les avantages de la réduction (mais pas de l'élimination) de la pollution provenant de toutes les centrales au charbon canadiennes; ainsi, le calcul des bienfaits pour la santé à eux seuls s'élevait à 4,2 milliards de dollars[55]. Il s'agit du même ordre de grandeur que les résultats du programme de la RGGI, comme mentionné précédemment.

On pourrait et devrait effectuer une étude exhaustive à partir des véritables données de santé de l'Ontario. La province possède de très bonnes données de surveillance en matière de santé, lesquelles sont accessibles grâce à l'Institut de recherche en services de santé (IRSS)[56]. L'Ontario devrait évaluer les retombées de la fermeture des centrales au charbon en Ontario et aux États-Unis sur les résultats de santé des Ontariens (en parallèle à d'autres sources de pollution atmosphérique) et faire rapport des résultats de cette évaluation. La connaissance de contribution relative des différentes sources de pollution atmosphérique en Ontario qui nuit à la santé publique motivera davantage le développement de politiques.

Conclusion

La CEO applaudit l'importante contribution de la fermeture des centrales au charbon en Ontario qui a amélioré la qualité de l'air et la santé publique de la province. Qui plus est, la fermeture des centrales au charbon de la province a profité aux collectivités en aval, et l'Ontario profite quant à elle des fermetures de centrales au charbon en amont (soit aux États-Unis). Le plan du gouvernement fédéral relatif à la fermeture des centrales au charbon de l'Alberta et de la Saskatchewan d'ici 2030 apportera également, à un moindre degré, des bienfaits pour la qualité de l'air et la santé publique de l'Ontario . À l'heure actuelle en Ontario, les émissions de polluants issues de sources mobiles (les camions et les automobiles) constituent la plus importante source de pollution atmosphérique en matière de santé publique. L'électrification des véhicules qui carburent aux combustibles fossiles pourrait donc aider à réduire la pollution atmosphérique relative aux transports. Les politiques visant à augmenter l'électrification des sources mobiles de pollution devraient tenir compte des avantages pour la santé publique.

Notes de fin de chapitre

1. CUNDIFF, B., Ontario's Coal Phase Out, Lessons Learned from a Massive Climate Achievement, Ontario Clean Air Alliance, Toronto, avril 2015, p. 36, en ligne, [www.cleanairalliance.org/wp-content/uploads/2015/04/CoalPhaseOut-web.pdf].
2. BOADWAY, B. T., et coll., « Ontario Medical Association position paper on health effects of ground-level ozone, acid aerosols and particulate matter », Canadian Respiratory Journal, vol. 5, nº 5, 1998, p. 367-384.
3. BASRUR, S. V., « Response to the Proposed Provincial Regulation Regarding Lakeview Generating Station », Toronto Staff Report, Toronto Medical Officer of Health, en ligne, [https://kperrotta2.files.wordpress.com/2012/06/tph-lakeview-air-modelling.pdf] (consulté le 8 mars 2018).
4. PERROTTA, K., Beyond Coal: Power, Public Health and the Environment, Association pour la santé publique de l'Ontario, Toronto, novembre 2002, p. 5.
5. ASSOCIATION PULMONAIRE DU CANADA, « Smog », en ligne, [www.poumon.ca/nouvelles/opinions-dexperts/pollution/smog] (consulté le 18 janvier 2018).
6. La Cote a été mise en application en juin 2015 pour remplacer l'ancien l'Indice de la qualité de l'air. Avant juin 2015, l'Ontario utilisait l'Indice de la qualité de l'air pour alerter le public de la mauvaise qualité de l'air afin qu'il puisse prendre certaines mesures. L'IQA fournissait des mesures pour les six polluants suivants : le monoxyde de carbone (CO), les particules fines (PM2,5), le dioxyde d'azote (NO_2), l'ozone (O_3), le dioxyde de soufre (SO_2) et les composés de soufre réduit total (SRT). Voir également : MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT, Ontario's Experience with Air Quality Index, Smog Advisory, and Smog Alert Response Programs, le 22 mars 2005, diapo 2, en ligne, [ijc.org/rel/boards/iaqab/2005workshop/attachment17.pdf].
7. MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT ET DE L'ACTION EN MATIÈRE DE CHANGEMENT CLIMATIQUE, « Foire aux questions, Questions fréquentes », en ligne, [www.qualitedelairontario.com/press/faq.php#a4] (consulté le 8 mars 2018).
8. MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT ET DE L'ACTION EN MATIÈRE DE CHANGEMENT CLIMATIQUE, « Particules fines », en ligne, [qualitedelairontario.com/science/pollutants/particulates.php] (consulté le 8 mars 2018).
9. Les composés organiques volatils sont des composés chimiques actifs qui s'évaporent spontanément de substances telles que l'essence, les peintures et les solvants de dégraissage. C'est pour cette raison que le réservoir d'essence est doté d'un bouchon dans les stations d'essence.
10. ISRAEL, B., et coll., Out with the Coal, in with the New, National benefits of an accelerated phase-out of coal-fired power, Pembina Institute, Calgary, 2016, p. 7.
11. « Great Smog of London », Wikipedia, en ligne,[en.wikipedia.org/wiki/Great_Smog_of_London] (consulté le 8 mars 2018).
12. COHEN, A. J., et coll., « Estimates and 25–year trends of the global burden of disease attributable to ambient air pollution: an analysis of data from the Global Burden of Diseases Study 2015 », The Lancet, vol. 389, no 10082, 2017, p. 1911.
13. ISRAEL, B., et coll., Out with the Coal, in with the New, National Benefits of an accelerated phase-out of coal-fired power, Pembina Institute, Calgary, 2016, p. 6.
14. SCHARPER, S. B., « We all breathe easier in post-coal Ontario », The Toronto Star, le 1er décembre 2013, en ligne, [www.thestar.com/opinion/commentary/2013/12/01/we_all_breathe_easier_in_postcoal_ontario_scharper.html].
15. MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT, Air Quality in Ontario Report & Appendix 2002 Report, Toronto, 2002, p. 6.
16. COMMISSION MIXTE INTERNATIONALE Accord sur la qualité de l'air entre le Canada et les États-Unis : rapport d'étape de 2014, Sa Majesté la Reine du chef du Canada, Ottawa, 2014, section 2.
17. UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY, « How people are exposed to mercury », en ligne, [www.epa.gov/mercury/exposure.htm] (consulté le 8 mars 2018).
18. MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT ET DE L'ACTION EN MATIÈRE DE CHANGEMENT CLIMATIQUE, « Base de données-avis –Guide de consommation du poisson de l'Ontario », en ligne, [www.ontario.ca/fr/donnees/base-de-donneesavis-guide-de-consommation-du-poisson-de-lontario] (consulté le 8 mars 2018).
19. COMMISSAIRE À L'ENVIRONNEMENT DE L'ONTARIO, Choix responsables ou malavisés : Droits environnementaux et protection de l'environnement en Ontario, Rapport sur la protection de l'environnement de 2017, chapitre 3, Toronto, octobre 2017.
20. PERROTTA, K., Beyond Coal: Power, Public Health and the Environment, Association pour la santé publique de l'Ontario, Toronto, novembre 2002, p. 10.
21. Ibid.
22. CBC NEWS, « Coal Burning in Mississauga to end by 2005 », le 27 mars 2001, en ligne, [www.cbc.ca/news/canada/coal-burning-in-mississauga-to-end-by-2005-1.261016].
23. CUNDIFF, B., Ontario's Coal Phase Out, Lessons Learned from a Massive Climate Achievement, Ontario Clean Air Alliance, Toronto, avril 2015, p. 14.
24. GOUVERNEMENT DE L'ONTARIO, « La fin du charbon », en ligne, [www.ontario.ca/fr/page/la-fin-du-charbon] (consulté le 8 mars 2018).
25. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, Ontario Planning Outlook, Module 6: Emissions Outlook, août 2016, diapo 13, en ligne, [www.ieso.ca/-/media/files/ieso/document-library/planning-forecasts/ontario-planning-outlook/module-6-emissions-outlook-20160901-pptx.pptx?la=en].
26. Parmi les technologies utilisées, on retrouvait les suivantes : des filtres électrostatiques, l'utilisation de charbon pauvre en soufre et des brûleurs à faible génération de NOX dans la plupart des chaudières; la réduction sélective catalytique dans deux des huit chaudières de la centrale de Nanticoke et deux des quatre chaudières de celle de Lambton (cette technologie retire les NOX des gaz de combustion); et la désulfuration des gaz de combustion dans deux chaudières de la centrale de Lambton. Voir : ROGERS, J. T., Options for Coal-Fired Power Plants in Ontario, tableau 2, Carleton University, le 27 septembre 2004, en ligne, [www.cns-snc.ca/media/media/CNS_Position_Papers/Ontario_coal.pdf] (consulté le 28 janvier 2018).
27. Ibid., p. 10.

28. PERROTTA, K., Beyond Coal: Power, Public Health and the Environment, Association pour la santé publique de l'Ontario, Toronto, novembre 2002, p. 33.

29. MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT DE L'ONTARIO, Coal Fired Electricity Generation in Ontario, tableau 6, Toronto, 2001.

30. GOWER, S., et coll., Path To Healthier Air: Toronto Air Pollution Burden of Illness Update, Bureau de santé publique de Toronto, Toronto, avril 2014, p. 18.

31. MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT ET DE L'ACTION EN MATIÈRE DE CHANGEMENT CLIMATIQUE, Air Quality in Ontario 2015 Report, Toronto, 2015, p. 6.

32. Lorsque la Cote air santé prévoit un risque élevé pour une durée d'une heure ou deux, un bulletin spécial sur la qualité de l'air est publié. Lorsque la durée prévue est d'au moins trois heures, on publie un avis de smog et sur la qualité de l'air. On a publié sept bulletins spéciaux sur la qualité de l'air en 2015, dix en 2016 et sept en 2017, mais un seul avis sur le smog et la qualité de l'air a été publié, en 2016, avis qui a duré environ trois heures et se limitait à la ville de Toronto. L'Association pour la santé publique de l'Ontario a entrepris un examen comparatif des deux indices (l'Indice de la qualité de l'air [IQA] et la Cote air santé [CAS]), car certaines préoccupations avaient été soulevées par rapport à la façon de les calculer. En comparant les deux indices, l'Association pour la santé publique de l'Ontario est arrivée à la conclusion que la CAS correspondait mieux au mélange de polluants atmosphériques que l'IQA. Toutefois, l'Association a conclu qu'aucun des deux indices ne reconnaissait les conséquences possibles sur la santé de l'exposition chronique à la pollution atmosphérique. Il est à remarquer que l'exposition à la pollution atmosphérique causée par la circulation devient de plus en plus importante. Voir : CHEN, H., et coll., Review of Air Quality Index and Air Quality Health Index, Association pour la santé publique de l'Ontario, Toronto, 2013, p. 3.

33. En 2003, l'ozone a été responsable de cinq jours de smog; l'ozone et les particules fines, de six jours de smog supplémentaires; et les particules fines seules, d'un jour de smog supplémentaire. Au total, il y a eu 19 jours de smog en 2003, mais la CEO s'explique mal cet écart. Source : MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT, Ontario's Experience with Air Quality Index, Smog Advisory, and Smog Alert Response Programs, le 22 mars 2005, diapo 10, en ligne, [www.ijc.org/rel/boards/iaqab/2005workshop/attachment17.pdf].

34. GOUGH, W., et coll., Ontario Climate Change and Health Modelling Study, ministère de la Santé et des Soins de longue durée, Toronto, 2016, p. 12.

35. MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT ET DE L'ACTION EN MATIÈRE DE CHANGEMENT CLIMATIQUE, Air Quality in Ontario 2015 Report, Toronto, 2015, p. 19. Il est à noter que la réduction des émissions de mercure est enregistrée à partir de l'an 2000 et à partir de 1990 pour les deux autres polluants.

36. ISRAEL, B., et coll., Out with the Coal, in with the New, National Benefits of an accelerated phase-out of coal-fired power, Pembina Institute, Calgary, 2016, p. 7.

37. Ibid., p. 16-18.

38. YAP, D., et coll., Transboundary Air Pollution in Ontario, ministère de l'Environnement, Toronto, 2005, p. ii.

39. L'étude SONTOS (Southern Ontario Oxidant Study) a comparé les concentrations d'ozone au nord-est et au sud-ouest de Toronto dans deux emplacements, soit à Binbrook et à Hastings. Les résultats de cette comparaison indiquent comment les concentrations d'ozone en aval sont formées par la direction des vents locaux. Cependant, l'emplacement de Binbrook avait une concentration d'ozone d'environ 20 ppb plus élevée que celle de Hastings en raison de l'afflux d'air pollué provenant des États-Unis. Cette étude a révélé à quel point la pollution à l'ozone peut voyager loin en raison de l'effet de brise de lac. Ainsi, la distance parcourue est plus grande qu'anticipée; cette pollution se répercute donc sur une part plus importante de la population ontarienne qu'on ne le croyait.
CENTRE FOR ATMOSPHERIC CHEMISTRY, The Southern Ontario Oxidant Study –SONTOS An Overview, Université York, Toronto, 1997, en ligne, [www.cac.yorku.ca/sontos/] (consulté le 16 janvier 2018).
ROUSSEL, P. B., et coll., Observations of Ozone and Precursor Levels At Two Sites Around Toronto, Ontario During SONTOS 92, Ontario Hydro Technologies and Department of Chemistry (Natural Sciences Unit) et York University (Centre for Atmospheric Chemistry), en ligne, [yorkspace.library.yorku.ca/xmlui/bitstream/handle/10315/4147/HAS038.pdf?sequence=1] (consulté le 16 janvier 2018).

40. GOWER, S., et coll., Path To Healthier Air: Toronto Air Pollution Burden of Illness Update, Bureau de santé publique de Toronto, Toronto, avril 2014, p. 2.

41. GOFFIN, P., « Despite gains, Toronto's air pollution still causing serious health problems », The Toronto Star, le 10 mars 2017, en ligne, [www.thestar.com/news/gta/2017/03/10/despite-gains-torontos-air-pollution-still-causing-serious-health-problems.html].

42. COMMISSAIRE À L'ENVIRONNEMENT DE L'ONTARIO, Loi sur le climat de l'Ontario : Du plan aux progrès, Rapport annuel sur les progrès liés aux gaz à effet de serre de 2017, Toronto, janvier 2018.

43. REGIONAL GREENHOUSE GAS INITIATIVE, INC., The Investment of RGGI Proceeds in 2015, 2017, p. 3.

44. ABT ASSOCIATES, « Regional Greenhouse Gas Initiative Improves Health, Saves Lives, and Generates $5.7 Billion in Benefits », le 17 janvier 2017.

45. PERROTTA, K., Beyond Coal: Power, Public Health and the Environment, Association pour la santé publique de l'Ontario, Toronto, novembre 2002, p. 19.

46. GOWER, S., et coll., Path To Healthier Air: Toronto Air Pollution Burden of Illness Update, Bureau de santé publique de Toronto, Toronto, avril 2014, p. i.

47. TORONTO MEDICAL OFFICER OF HEALTH AND DEPUTY CITY MANAGER, INTERNAL CORPORATE SERVICES, Reducing Health Risks from Traffic-Related Air Pollution (TRAP) in Toronto, Bureau de santé publique de Toronto, Toronto, 2017, p. 2.

48. Afin de diminuer les effets sur la santé, des politiques publiques pourraient être mises en œuvre : encourager davantage de personnes à prendre le transport en commun, intensifier l'électrification des véhicules et veiller à ce que les organismes vulnérables, comme les établissements de soins de longue durée et les garderies, ne soient pas situés près des routes achalandées.

49. CHEN, H., et coll., « Living near major roads and the incidence of dementia, Parkinson's disease, and multiple sclerosis: a population-based cohort study », The Lancet, vol. 389, nº 10070, 2017, p. 718-726.

50. TORONTO MEDICAL OFFICER OF HEALTH AND DEPUTY CITY MANAGER, INTERNAL CORPORATE SERVICES, Reducing Health Risks from Traffic-Related Air Pollution (TRAP) in Toronto, Bureau de santé publique de Toronto, Toronto, 2017, p. 1.

51. MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT ET DE L'ACTION EN MATIÈRE DE CHANGEMENT CLIMATIQUE, Air Quality in Ontario 2015 Report, Toronto, 2015, p. iii.

52. McKITRICK, R., et coll., Did the Coal Phase-out Reduce Ontario Air Pollution?, Institut Fraser, Vancouver, 2017, p. 19.

53. GOWER, S., et coll., Path To Healthier Air: Toronto Air Pollution Burden of Illness Update, Bureau de santé publique de Toronto, Toronto, avril 2014, p. 20.

54. DEWEES, D. N., What Is Happening to Ontario Electricity Prices?, Sustainable Prosperity, Ottawa, mars 2012, p. 9.

55. Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999), Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone — secteur de l'électricité thermique au charbon, Gazette du Canada, Partie II, vol. 146, no 19, p. 2055.

56. L'Institut de recherche en services de santé est un institut de recherche à but non lucratif; il donne accès à tout un éventail de données relatives à la santé en Ontario. (https://www.ices.on.ca/About-ICES)

57. ISRAEL, B., et coll., Out with the Coal, in with the New, National Benefits of an accelerated phase-out of coal-fired power, Pembina Institute, Calgary, 2016, p. 18.

L'AVENIR DE L'ÉLECTRICITÉ EN ONTARIO

QUESTION 13

Que propose le Plan énergétique à long terme de 2017 pour l'avenir de l'électricité en Ontario?

La croissance de la production d'électricité sera faible et les coûts de l'électricité seront modérés, mais le Plan énergétique à long terme ne respecte pas les engagements climatiques de l'Ontario.

Le Plan énergétique à long terme de 2017 ne prend aucun nouvel engagement en matière de croissance de la production d'électricité; il renouvelle toutefois son engagement envers la remise à neuf des centrales nucléaires et le maintien de l'économie d'énergie. Les futurs besoins en électricité seront à combler grâce à des ventes aux enchères fondées sur le marché. Les factures d'électricité à court terme seront plus basses que ce qui avait été prévu au départ, en grande partie à cause du Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables.

Le Plan ne tient pas compte de la consommation ni des émissions d'autres sources d'énergie, telles que le gaz naturel, l'essence et le diesel. Il suppose un faible taux d'abandon des combustibles fossiles au profit de l'électricité. Ainsi, il serait pratiquement impossible pour l'Ontario de respecter ses engagements de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Table des matières

LES FAITS EN DÉTAIL 206

Introduction 206

Aucun engagement en matière de croissance de la production d'électricité 206

Les mécanismes du marché répondront aux besoins futurs en électricité 207

Réduction de la facture d'électricité 208

Un plan énergétique incomplet 210

Mesures encourageantes vers l'équilibre du réseau d'électricité 211

Commentaires de la CEO 211

Notes de fin de chapitre 215

Les faits en détail…

Introduction

Le Plan énergétique à long terme de 2017 (PELT) du ministère de l'Énergie, Garantir l'équité et le choix, publié en octobre 2017, établit une orientation politique générale pour l'avenir de l'électricité en Ontario. La planification du PELT s'étend sur 20 ans, mais elle se concentre principalement sur les mesures et les politiques qui seront mises en œuvre d'ici les trois prochaines années.

La priorité nette du PELT est de réduire les prix de l'électricité à court terme, mais il ignore l'ampleur de la transformation nécessaire dans le secteur ontarien de l'énergie au cours des 10 à 20 prochaines années. Si la prévision du PELT sur la faible augmentation de la consommation d'électricité en général (y compris le faible abandon des combustibles fossiles au profit de l'électricité) se concrétise au cours des 20 prochaines années, l'Ontario aura presque assurément enfreint sa propre loi sur le climat (la Loi de 2016 sur l'atténuation du changement climatique et une économie sobre en carbone) et raté la cible de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) de 2030.

Aucun engagement en matière de croissance de la production d'électricité.

Aucun engagement en matière de croissance de la production d'électricité

L'aspect le plus marquant du Plan énergétique à long terme de 2017 est que, contrairement à ses deux versions précédentes, il ne comporte aucun engagement en matière de croissance de la production d'électricité. Le ministère de l'Énergie reporte les décisions sur les nouvelles ressources d'électricité, car il estime que l'Ontario ne connaîtra pas d'écart entre son offre et sa demande de pointe avant environ 2023, après que plusieurs réacteurs de la centrale de Pickering auront été retirés du service.

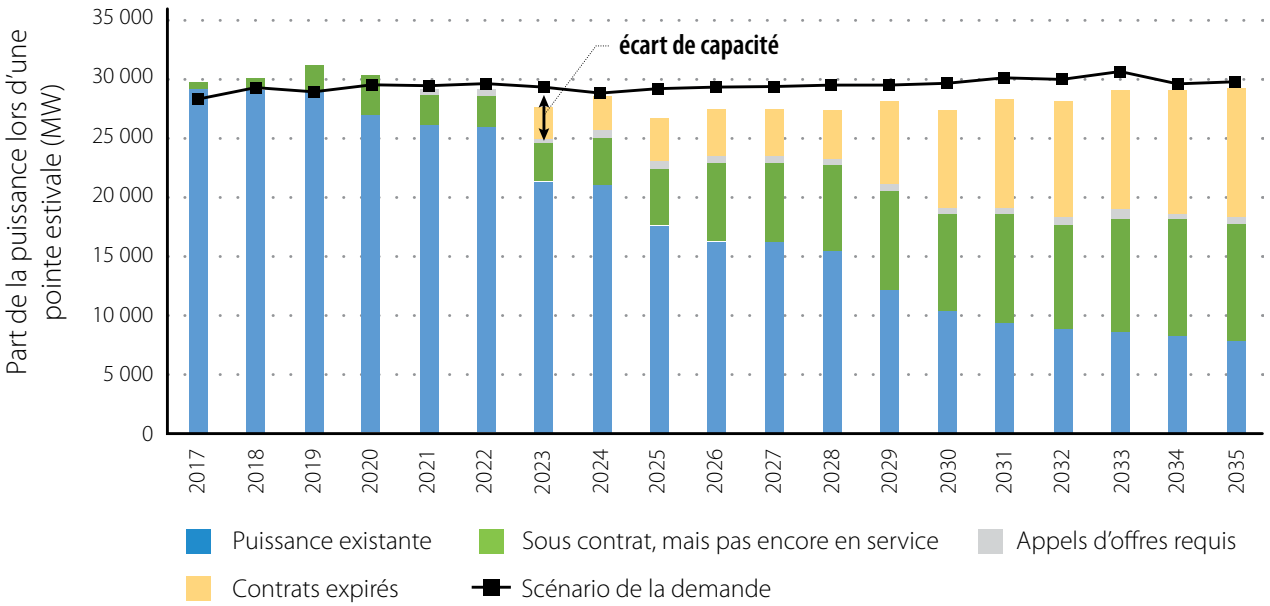


Figure 13.1. Perspective de l'offre et de la demande d'électricité du Plan énergétique à long terme

Source : Ministère de l'Énergie, Plan énergétique à long terme de 2017 de l'Ontario : Garantir l'équité et le choix, Imprimeur de la Reine pour l'Ontario, 2017, p. 41-42.

Les prévisions du PELT pour l'offre d'électricité comprennent les installations de production sous contrat, mais pas encore en service (elles figurent dans l'étiquette « Sous contrat, mais pas encore en service » de la figure 13.1)[1].

Voici les intentions du PELT de 2017 pour chaque type de ressource d'électricité :

- **Nucléaire :** La remise à neuf des centrales nucléaires de Darlington et de Bruce sera terminée (10 réacteurs nucléaires au total, ce qui représente 9 800 MW) pour prolonger la durée de vie utile de ces centrales de près de 40 ans[2]. La centrale nucléaire de Pickering, qui devait fermer ses portes en 2020, continuera d'exploiter six réacteurs jusqu'en 2022, et quatre de ceux-ci demeureront actifs jusqu'en 2024. Puisque ces trois centrales étaient en service en 2016, ces décisions préservent, mais n'élargissent pas le rôle du nucléaire dans l'offre d'électricité de l'Ontario. Le gouvernement a annoncé ces précisions avant la publication du PELT. Elles ont des conséquences de taille sur le profil d'approvisionnement futur de l'Ontario; celles-ci sont examinées à la partie Q14.
- **Électricité renouvelable :** Les projets d'électricité renouvelable pour lesquels des contrats ont déjà été octroyés, mais qui ne sont pas encore en service seront terminés (1 911 MW en milieu d'année 2017)[3]. Aucun contrat supplémentaire d'électricité renouvelable ne sera octroyé jusqu'à nouvel ordre. Le gouvernement permettra aux abonnés d'installer de petits projets d'énergie renouvelable (vraisemblablement d'énergie solaire) destinés à leur propre consommation afin de compenser une partie de leurs coûts d'électricité (« facturation nette »). Aucune cible de facturation nette n'a été établie (ou prise en compte dans les prévisions de l'offre). La partie Q18 aborde les conséquences des nouvelles politiques de facturation nette.
- **Économie d'énergie et réponse à la demande :** La cible d'économie d'énergie à long terme demeure à 30 TWh d'ici 2032, ce qui laisse entendre que l'activité et le financement des programmes d'économie d'énergie demeureront relativement stables toute cette période durant. Par contre, le budget et le cadre actuels se rendent seulement jusqu'à la fin de 2020, et aucune décision relative aux dépenses liées à l'économie d'énergie n'a été prise encore pour l'après 2020. Dans le cadre actuel d'économie d'énergie, l'« économie d'énergie » a été redéfinie pour inclure les améliorations des infrastructures apportées par les services d'électricité pour réduire les pertes d'électricité et pour exclure les projets de production combinée de chaleur et d'électricité alimentés au gaz installés par les abonnés pour réduire leur consommation provenant du réseau[4].

  - Pour ce qui est de la réponse à la demande (une importante sous-catégorie d'économie d'énergie utilisée pour réduire la demande de pointe), le PELT indique que « la capacité de réponse à la demande réalisée chaque année dépendra des besoins du réseau et de la concurrence relative à la gestion de la demande avec d'autres ressources » . Il s'agit d'un changement par rapport au PELT de 2013, lequel comportait un objectif clair d'utiliser la réponse à la demande pour répondre à 10 % de la demande de pointe d'ici 2025 (environ 2 500 MW de réponse à la demande)[6]. La partie Q19 examine l'avenir de l'économie d'énergie et la partie Q17 aborde la réponse à la demande dans le cadre du projet de renouvellement du marché.

L'« économie d'énergie » a été redéfinie.

- **Gaz naturel :** Les projets de gaz naturel (y compris la production combinée de chaleur et d'électricité) auxquels on a déjà octroyé des contrats (environ 1 300 MW au total), mais qui ne sont pas encore en service seront terminés, mais aucun contrat supplémentaire ne sera octroyé jusqu'à nouvel ordre[7].

Les mécanismes du marché répondront aux besoins futurs en électricité

Le PELT de 2017 affirme que les besoins futurs en électricité seront comblés grâce aux mécanismes de vente aux enchères fondées sur le marché, sous le programme

« Renouvellement du marché ». Cette mesure pourrait donner lieu à des ventes aux enchères annuelles pour l'acquisition de puissance supplémentaire, contrairement à l'approche précédente de la province qui reposait sur des contrats à long terme à prix fixe. Le gouvernement espère que cette approche générera des économies de coûts considérables et donnera de la souplesse au réseau. La façon dont le modèle du Renouvellement du marché pourrait fonctionner et ses conséquences sur l'offre d'électricité en Ontario et sur les émissions de GES sont examinées à la partie Q17.

Réduction de la facture d'électricité

Le PELT de 2017 prévoit une réduction des factures d'électricité, tant en comparaison à celles de 2016 qu'aux prévisions des versions antérieures du PELT (voir la figure 13.2).

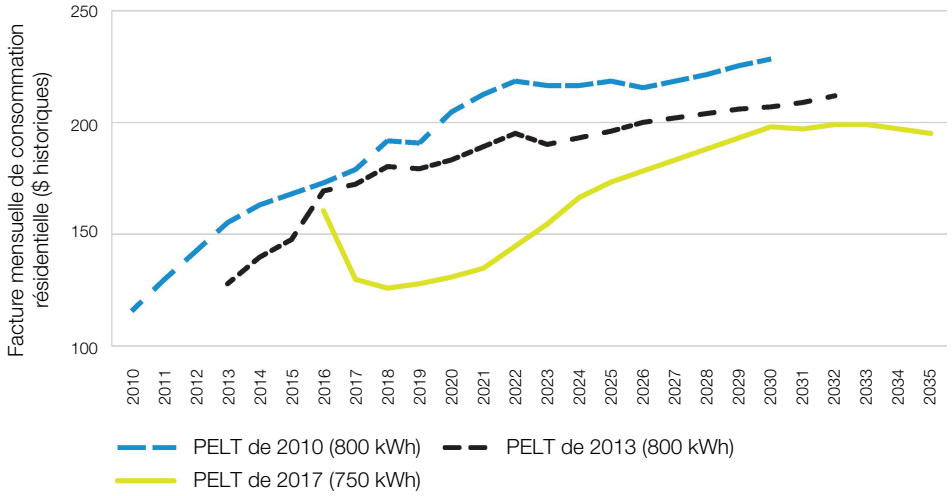


Figure 13.2. Prévision du Plan énergétique à long terme des factures d'électricité pour les abonnés résidentiels

Remarque : Une partie de la raison qui explique la prévision de réduction des factures découle du fait que le PELT de 2017 suppose une baisse de la consommation d'électricité (750 kWh) pour calculer le coût de la facture mensuelle d'un Ontarien; les versions antérieures du PELT utilisaient une consommation de 800 kWh.

Source : Ministère de l'Énergie, Plan énergétique à long terme de 2017 de l'Ontario : Garantir l'équité et le choix, Imprimeur de la Reine pour l'Ontario, 2017, p. 27.

La réduction prévue des factures d'électricité s'explique par la réduction de la consommation d'électricité combinée à certaines économies réelles sur le coût et au grand transfert de coûts des abonnés actuels vers les contribuables ou les futurs abonnés.

La réduction prévue des factures d'électricité s'explique par la réduction de la consommation d'électricité combinée à certaines économies réelles sur le coût et au grand transfert de coûts des abonnés actuels vers les contribuables ou les futurs abonnés.

La première raison qui explique la réduction des factures d'électricité résidentielles est que le PELT de 2017 suppose qu'un ménage ontarien moyen achètera seulement 750 kWh/mois d'électricité, ce qui correspond à l'actuelle consommation moyenne des ménages selon la Commission de l'énergie. Les PELT

La chute temporaire prononcée des factures résidentielles au cours des cinq prochaines années découle presque complètement du transfert des coûts, pas d'économies réelles.

précédents supposaient que chaque foyer achèterait 800 kWh/mois, soit l'ancienne consommation moyenne des ménages selon la Commission. Cet écart explique vraisemblablement en bonne partie la différence à long terme entre les prévisions des factures d'électricité des versions de 2013 et de 2017 du PELT.

La chute temporaire prononcée des factures résidentielles au cours des cinq prochaines années, mise de l'avant dans le PELT de 2017 et montrée dans la figure 13.2, découle presque complètement du transfert des coûts, pas d'économies réelles. C'est le résultat des décisions prises dans le Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables de :

1. payer certains des coûts actuels liés au réseau d'électricité avec de l'argent emprunté (à récupérer avec intérêt des abonnés futurs);
2. se servir des impôts (plutôt que des tarifs d'électricité) afin de payer pour une réduction équivalant à la portion provinciale de la taxe de vente harmonisée sur les factures d'électricité et pour des allègements fiscaux ciblés destinés à certains groupes d'abonnés[8].

Ces mesures retirent environ 20 % du coût d'exploitation du réseau d'électricité de la facture des abonnés actuels, mais elles ne réduisent pas ces coûts[9]. Au lieu, comme le Bureau de la responsabilité financière l'a signalé, d'ici 2045 (au moment où tout l'argent emprunté aura été remboursé), le Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables aura fait gonfler le coût de l'électricité en Ontario d'environ 21 milliards de dollars en frais d'intérêts[10].

Pour séparer la conséquence des coûts des prévisions d'offre et de demande du PELT découlant des choix politiques du Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables sur la façon dont l'Ontario paie ces coûts, la prévision du coût réel d'exploitation du réseau d'électricité est illustrée, en unité d'électricité, à la figure 13.3. Ce coût n'est pas influencé par les décisions du Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables relativement au transfert de certains coûts aux contribuables ou aux futurs abonnés; il ne comprend pas non plus les 21 milliards de dollars en intérêts sur l'argent emprunté qui devront être payés à cause du Plan.

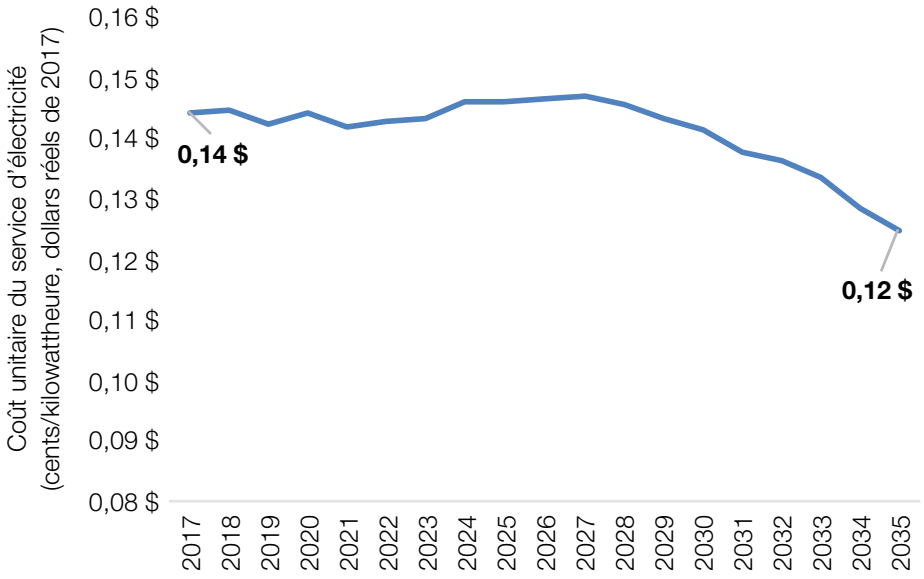


Figure 13.3. Prévision du coût unitaire de l'électricité en Ontario, sans les frais d'intérêts, en ¢/kWh, en dollars réels de 2017, 2017-2035

Source : Ministère de l'Énergie, renseignements fournis en réponse à une demande de la CEO, mars 2017.

Comme l'illustre la figure 13.3, le PELT prévoit une baisse de 13 % du coût moyen du service, contrairement à l'augmentation observée de 2006 à 2016 ($ Q8), en supposant que le besoin d'augmenter la production d'électricité sera faible étant donné la faible demande et aussi que les unités actuelles de production solaires, éoliennes et au gaz naturel fourniront de l'électricité à un coût bien plus bas après l'expiration de leurs contrats en vigueur.

Le PELT de 2017 affirme qu'il économisera environ 28 milliards de dollars en coûts d'exploitation réels du réseau (d'après une valeur présente nette sur un horizon de prévision de 20 ans) en annulant ou en reportant des projets de production d'électricité prévus et ciblés dans les PELT précédents, mais qui ne sont pas encore nécessaires en raison du ralentissement de la demande. Par exemple, l'annulation du deuxième tour du processus d'appel d'offres pour l'acquisition de projets majeurs de production d'énergie renouvelable et le report de la remise à neuf de la centrale de Bruce[11]. Le report de cette remise à neuf ne réduit pas le coût total, mais il réduit le pourcentage de ces coûts qui devront être payés au cours des 20 prochaines années.

Le PELT suppose aussi que les projets existants dont les contrats expirent avant 2035 continueront de produire de l'électricité, mais à des prix moins élevés. Ces ressources sont catégorisées sous « contrats expirés » dans la figure 13.1. Cette supposition semble raisonnable, car à mesure que les contrats existants pour les producteurs de gaz naturel et d'énergie renouvelable viendront à échéance, les propriétaires de ces installations devraient être disposés à participer aux ventes aux enchères du Renouvellement du marché pour offrir de l'électricité à des prix beaucoup plus faibles, puisque les dépenses en immobilisations de leurs actifs auront déjà été payées. Le solaire et l'éolien en particulier auront des coûts d'exploitation très faibles et pourront fournir de l'énergie abordable.

Les prévisions du coût d'électricité du PELT sont étroitement liées à la supposition que la demande d'électricité demeurera stable. Le PELT prévoit une demande annuelle de l'électricité en Ontario de l'ordre de 145 TWh en 2030, ce qui est presque inchangé par rapport à 2016 (143 TWh)[12]. Le PELT n'évalue pas comment les coûts d'exploitation du réseau pourraient changer si la demande augmentait et si une augmentation de la production de l'électricité par de nouvelles ressources s'avérait nécessaire[13].

Le PELT prévoit une baisse de 13 % du coût moyen du service, en supposant que le besoin d'augmenter la production d'électricité sera faible étant donné la faible demande et aussi que les unités actuelles de production solaires, éoliennes et au gaz naturel fourniront de l'électricité à un coût bien plus bas après l'expiration de leurs contrats en vigueur.

Un plan énergétique incomplet

Le PELT ne tient pas compte de la consommation ni des émissions de GES des sources d'énergie autre que l'électricité en Ontario. Il mentionne seulement que « les perspectives d'évolution de l'offre et de la demande en matière [d'autres] carburants dépendront des décisions prises au cours des 20 prochaines années ainsi que des innovations technologiques et de leur adoption »[14].

La prévision de la demande en électricité du PELT présume que le taux d'électrification des autres utilisations de l'énergie telles que le transport et le chauffage sera au mieux modeste au cours des 20 prochaines années[15]. Le PELT ne prend que des mesures très limitées pour rendre possible un avenir fondé sur une plus grande électrification (p. ex., des mesures incitatives pour les thermopompes électriques et un engagement pour mieux intégrer les véhicules électriques au réseau de distribution)[16] et ne fixe aucun objectif quantitatif d'électrification. La partie Q15 démontre qu'une importante électrification (une augmentation de l'ordre de 33 % de la consommation totale d'électricité d'ici 2030) sera nécessaire pour que l'Ontario puisse respecter ses engagements de réduction des émissions de GES.

Mesures encourageantes vers l'équilibre du réseau d'électricité

L'une des forces du PELT de 2017 repose dans sa reconnaissance qu'il faut déployer davantage d'efforts pour équilibrer les fluctuations de l'offre et de la demande en électricité qui se produisent chaque jour. Le PELT s'engage à s'attaquer à ce problème par plusieurs moyens, notamment :

- Un projet pilote visant à utiliser l'électricité excédentaire pour produire de l'hydrogène, lequel peut être reconverti en électricité lors des périodes de demande de pointe;
- L'élimination des obstacles réglementaires au stockage d'électricité;
- Des efforts accrus pour faire correspondre le prix de l'électricité à l'offre, c.-à-d. encourager fortement la consommation d'électricité lorsque l'offre est abondante et la décourager lorsque l'offre est limitée;
- La promotion des investissements dans les infrastructures de recharge intelligente pour les véhicules électriques afin de reporter la recharge à un moment de la journée où la demande est faible pour le bien des abonnés et des distributeurs.

Ces politiques, de même que d'autres moyens d'équilibrer l'offre et la demande, sont abordées à la partie Q16.

Commentaires de la CEO

Le choix du PELT de 2017 de largement ignorer la consommation et les émissions de GES des sources d'énergie autres que l'électricité en Ontario est une grave erreur qui ne tient pas compte du rôle essentiel de l'électrification dans la réduction des émissions globales du secteur de l'énergie. Selon la CEO, il s'agit également d'un manquement évident à l'exigence légale qui stipule que le PELT doit couvrir l'ensemble des besoins énergétiques de l'Ontario, pas seulement les 20 % qui proviennent de l'électricité.

RECOMMANDATION : Le ministère de l'Énergie devrait modifier la Loi de 1998 sur l'électricité, alinéa 25.29(2)(e), pour exiger que le Plan énergétique à long terme harmonise les émissions de gaz à effet de serre du secteur de l'énergie (toutes sources confondues) aux obligations du gouvernement relativement au changement climatique en vertu de la Loi de 2016 sur l'atténuation du changement climatique et une économie sobre en carbone.

RECOMMANDATION : Le Plan énergétique à long terme de l'Ontario devrait se conformer à la Loi de 1998 sur l'électricité et planifier tout le réseau d'énergie de l'Ontario, pas seulement le réseau d'électricité.

> Le choix du PELT de 2017 de largement ignorer des sources d'énergie autres que l'électricité est une grave erreur.

En 2016, dans son rapport spécial, Élaboration du Plan énergétique à long terme de 2017, la CEO a formulé 14 recommandations qui mettaient l'accent sur l'intégration du plan énergétique aux cibles climatiques de l'Ontario, l'évaluation des conséquences environnementales de la consommation d'énergie, la priorisation de l'économie d'énergie d'abord, la mise en application du processus décisionnel fondé sur des faits et l'offre d'occasions de pleine participation du public. En général, les recommandations de la CEO n'ont pas bien été mises en œuvre dans le PELT de 2017, comme l'indique le tableau 13.1, et le gouvernement n'a offert aucune explication quant à ce fait.

Tableau 13.1. Résumé des recommandations de la CEO sur le Plan énergétique à long terme de 2017 et la manière dont elles ont été abordées

Recommandation de la CEO	Abordée dans le PELT de 2017?	Précisions
Permettre à l'Ontario d'atteindre ses cibles de lutte au changement climatique		
Prévoir un profil d'approvisionnement qui permet à l'Ontario d'atteindre ses cibles de réduction des émissions de gaz à effet de serre.	**Non**	Le PELT mise principalement sur l'électricité et il omet les prévisions énergétiques et les émissions gaz à effet de serre des autres sources d'énergie. Les mesures de réduction des émissions des carburants dépendront d'autres politiques, puisque le PELT indique que « les perspectives d'évolution de l'offre et de la demande en matière [d'autres] carburants dépendront des décisions prises au cours des 20 prochaines années ainsi que des innovations technologiques et de leur adoption ». (p. 46)
S'attaquer au risque que les clients choisissent le gaz naturel au détriment de l'électricité en raison des écarts de prix et qu'ils augmentent ainsi leurs émissions de gaz à effet de serre.	**Non**	Cette recommandation de la CEO visait principalement à surmonter l'obstacle financier associé à l'électrification du chauffage. Le PELT indique que l'Ontario visera à augmenter l'utilisation des thermopompes pour le chauffage et la climatisation, au moyen du Fonds pour un Ontario vert (p. 125). Toutefois, les scénarios d'électrification intensive (les perspectives C, D, E, F) qui se trouvent dans les rapports techniques de planification et les conséquences sur la demande et le coût de l'électricité ne sont pas mentionnés dans la dernière version due PELT final, et aucune feuille de route n'est établie pour parvenir à un avenir fondé sur une plus grande électrification.
Tenir compte des conséquences des ressources énergétiques sur l'air, l'eau et le territoire		
Réduire au minimum les répercussions environnementales du réseau énergétique ontarien.	**Non**	Le PELT ne s'engage pas à examiner les répercussions environnementales des ressources de production d'électricité sur la terre, l'air et l'eau de façon intégrée.
Engager le gouvernement de l'Ontario à participer activement au processus fédéral d'autorisation de projets d'énergie qui ont une incidence considérable sur l'environnement de l'Ontario.	**En partie**	Le PELT indique que « [p]our veiller à ce que ses intérêts stratégiques soient représentés dans les projets de pipelines, le gouvernement continuera à participer aux démarches réglementaires à l'ONE {Office national de l'énergie} et dans les forums intergouvernementaux qui traitent du transport de l'énergie d'une manière sécuritaire et durable. L'Ontario collabore également avec le gouvernement fédéral à des initiatives réglementaires, telles que la modernisation de l'ONE, afin de s'assurer que les grands projets énergétiques sont examinés d'une manière qui rassure le public ». (p. 162) Cependant, la recommandation de la CEO devait aussi s'appliquer à la participation de l'Ontario à la surveillance fédérale des projets nucléaires. Le PELT indique seulement que « la CCSN {Commission canadienne de sûreté nucléaire} garantira que la centrale de Pickering fonctionne en toute sécurité » {jusqu'en 2024} (p. 55).

Accorder la priorité à l'économie d'énergie		
Prouver au public que toutes les occasions possibles pour économiser l'énergie ont été envisagées avant de construire de nouvelles infrastructures énergétiques.	**Aucun engagement clair**	Le PELT ne prend aucun engagement clair relativement à la construction de nouvelles infrastructures d'approvisionnement. En théorie, on pourrait à l'avenir accorder la priorité à l'économie d'énergie grâce au programme de Renouvellement du marché de la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE), si on lui donne une chance raisonnable de participer aux appels d'offres de capacité et d'énergie.
Améliorer la méthodologie pour comparer l'économie d'énergie à l'approvisionnement en énergie.	**Non**	Le PELT ne s'aventure pas dans ce degré de détail, toutefois, des efforts en ce sens sont déployés à l'extérieur du PELT, dans le cadre de la revue à mi-parcours de l'économie d'énergie, notamment l'ajustement de la valeur assignée aux réductions des émissions de gaz à effet de serre et aux avantages non énergétiques.
Fixer des cibles d'économie pour toutes les sources d'énergie.	**Non**	Les cibles d'économie d'énergie pour les autres sources d'énergie ne sont pas mentionnées.
Veiller à ce que la planification régionale accorde la priorité à l'économie d'énergie et qu'elle soit intégrée efficacement aux autres niveaux de planification de l'énergie.	**Oui**	Le PELT reconnaît que « pour augmenter le nombre de solutions rentables [dans la planification régionale], il convient de réduire les blocages vis-à-vis des solutions sans fils, tels que les économies d'énergie, l'intervention en fonction de la demande et d'autres ressources d'énergie décentralisées » (p. 154). Une directive subséquente de mise en œuvre du PELT de 2017 demande à la SIERE de cerner les obstacles à la mise en œuvre de solutions rentables fondées sur l'administration du réseau comme l'économie d'énergie, la gestion de la demande et les ressources d'énergie décentralisées, en plus de proposer des solutions pour éliminer ces obstacles, notamment les modifications législatives ou réglementaires potentielles, de même que des solutions pour aborder la capacité des entreprises locales de distribution, et enfin de proposer des méthodes pour améliorer l'intégration de la planification régionale à la planification énergétique communautaire et au réseau de production-transport et de distribution ainsi que des méthodes d'harmonisation avec les méthodes fondées sur le marché[17].
Prendre des décisions fondées sur des faits		
Soumettre des plans détaillés pour se protéger contre les risques de problèmes d'approvisionnement en énergie associés à la remise à neuf des centrales nucléaires et à la prolongation de leurs permis d'exploitation.	**Non**	Le PELT mentionne la capacité de la province à mettre en application les « mécanismes de retrait » pour la remise à neuf des centrales nucléaires en raison des coûts ou des délais (p. 54-55), mais n'aborde par les conséquences de la mise en œuvre de ces mécanismes par la province, à savoir comment les autres ressources remplaceraient cet approvisionnement en énergie. Il convient de supposer que la SIERE comptera sur son futur système d'appels d'offres énergétiques pour combler tout manque de puissance à venir.

Que propose le Plan énergétique à long terme de 2017 pour l'avenir de l'électricité en Ontario?

Comparer toutes les options qui pourraient équilibrer l'offre et la demande dans le réseau d'électricité, plutôt qu'envisager uniquement le gaz naturel.	**Oui**	Le PELT s'engage à examiner de plus près le rôle de l'utilisation d'électricité excédentaire pour produire de l'hydrogène afin de l'injecter dans le réseau de gaz naturel de l'Ontario et de réduire ses émissions de carbone (p. 79). Il examine également d'autres méthodes pour équilibrer l'offre et la demande en électricité, notamment • l'élimination des obstacles réglementaires pour les entreprises qui fournissent du stockage d'électricité (p. 65, un des obstacles, l'imposition de frais de rajustement global aux entreprises de stockage d'électricité, a déjà été éliminé par la réglementation); • la collaboration avec la Commission de l'énergie de l'Ontario pour rendre possible la planification intelligente des périodes de recharge des véhicules électriques (p. 66); • le soutien aux mesures de la Commission pour mettre à l'essai différentes structures de tarification en fonction de l'heure de consommation, notamment l'engagement à examiner certaines structures équivalentes de tarification en fonction de l'heure de consommation pour les grands consommateurs (p. 60).
Avant de subventionner l'expansion du réseau de distribution de gaz naturel, une évaluation publique devrait soupeser les coûts et les avantages d'autres solutions, comme l'économie d'énergie et le recours à des technologies d'énergie propre.	**Non**	Le PELT renouvelle l'engagement du gouvernement à généraliser l'accès au gaz naturel, notamment au moyen de son Programme de subventions pour l'accès au gaz naturel (p. 148).
Offrir l'occasion au public de participer pleinement au processus		
Consulter le public à propos d'une ébauche détaillée du Plan énergétique à long terme.	**Non**	Aucune ébauche du PELT n'a été publiée.
Consulter le public sur les directives et les plans de mise en œuvre.	**En partie**	Des directives de mise en œuvre destinées à la SIERE et à la Commission ont été publiées sans consultation publique; ces directives demandaient notamment à ces organismes de fournir des plans de mise en œuvre d'ici le 31 janvier 2018. La SIERE a mené des consultations publiques pendant l'élaboration de son plan de mise en œuvre; la Commission ne l'a pas fait. Le ministère de l'Énergie a approuvé les deux plans sans consultation supplémentaire.
Entre les mises à jour triennales, éviter de contourner le Plan énergétique à long terme et ses plans de mise en œuvre approuvés.	**À venir**	

Notes de fin de chapitre

1. Toutefois, les économies prévues issues des futurs programmes d'économie d'énergie paraissent comme une chute de la perspective de la demande, pas comme une capacité « sous contrat ».
2. MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE, Plan énergétique à long terme de 2017 de l'Ontario : Garantir l'équité et le choix, Imprimeur de la Reine pour l'Ontario, 2017, p. 45.
3. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, A Progress Report on Contracted Electricity Supply: Second Quarter 2017, Toronto, le 18 septembre 2017, p. 11, en ligne, [www.ieso.ca/-/media/files/ieso/document-library/contracted-electricity-supply/progress-report-contracted-supply-q22017.pdf?la=en].
4. MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE, Plan énergétique à long terme de 2017 de l'Ontario : Garantir l'équité et le choix, Imprimeur de la Reine pour l'Ontario, 2017, p. 104.
5. Ibid., p. 114.
6. MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE, Vers un bilan équilibré : Le Plan énergétique à long terme de l'Ontario, Imprimeur de la Reine pour l'Ontario, 2013, p. 23.
7. Des contrats avaient été octroyés à deux grandes centrales au gaz (1 214 MW), en plus de 14 projets de production combinée de chaleur et d'électricité (85 MW), mais, au milieu de 2017, les activités commerciales n'y avaient pas encore débuté (SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, A Progress Report on Contracted Electricity Supply: Second Quarter 2017, Toronto, le 18 septembre 2017, p. 11, en ligne, [www.ieso.ca/-/media/files/ieso/document-library/contracted-electricity-supply/progress-report-contracted-supply-q22017.pdf?la=en].), sans compter un nombre inconnu de projets de production combinée de chaleur et d'électricité auxquels un contrat ne sera pas accordé, mais qui pourraient recevoir des incitatifs financiers au moyen de programmes d'économie d'énergie, s'ils en font la demande avant le 1er juillet 2018.
8. Le Bureau de la responsabilité financière de l'Ontario a effectué une évaluation complète des conséquences fiscales du Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables pour les contribuables et les abonnés. BUREAU DE LA RESPONSABILITÉ FINANCIÈRE DE L'ONTARIO, Analyse des retombées financières du Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables, Toronto, Imprimeur de la Reine pour l'Ontario, printemps 2017.
9. Le ministère de l'Énergie estime qu'en 2020, le coût total du service d'électricité s'élèvera à 20,5 milliards de dollars, dont 4,1 milliards seront financés par les taxes ou reportés au lieu d'être payés par les abonnés actuels, à cause du Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables. (MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE, renseignements fournis à la CEO en réponse à sa demande, le 1er mars 2018.)
10. BUREAU DE LA RESPONSABILITÉ FINANCIÈRE DE L'ONTARIO, Analyse des retombées financières du Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables, Toronto, Imprimeur de la Reine pour l'Ontario, printemps 2017, p. 1. Cependant, le Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables générera pour les abonnés des économies de 24 milliards de dollars sur la durée du Plan. Ces économies découleront du transfert de 45 milliards de dollars en coûts aux abonnés vers les contribuables au cours des 29 ans du Plan, en particulier le remboursement de la portion provinciale de la taxe de vente harmonisée, que l'on suppose être permanent et qui représente un transfert de 42 milliards de dollars.
11. Le gouvernement estime des économies de 15 milliards de dollars pour l'annulation de nouvelles constructions d'infrastructures nucléaires; d'au moins 3 milliards de dollars pour la réduction des prix de l'énergie renouvelable et le retour aux appels d'offres concurrentiels pour les grands projets d'énergie renouvelable; d'un maximum de 3,8 milliards de dollars pour l'annulation du deuxième tour du processus d'appel d'offres pour l'acquisition de projets majeurs de production d'énergie renouvelable; de 3,7 milliards de dollars pour la renégociation de contrats d'énergie renouvelable avec Samsung; de 1,7 milliard de dollars pour le report à l'année 2020 de la remise à neuf de la centrale de Bruce; et de non moins de 600 millions de dollars pour la poursuite des activités à la centrale de Pickering jusqu'en 2024. MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE, Plan énergétique à long terme de 2017 de l'Ontario : Garantir l'équité et le choix, Imprimeur de la Reine pour l'Ontario, 2017, p. 20.
12. MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 1er mars 2018.
13. La SIERE a déjà modélisé les conséquences sur les coûts d'exploitation selon différents scénarios aux différentes demandes en électricité. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, Ontario Planning Outlook, Module 7: Electricity System Cost Outlook, août 2016.
14. MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE, Plan énergétique à long terme de 2017 de l'Ontario : Garantir l'équité et le choix, Imprimeur de la Reine pour l'Ontario, 2017, p. 40.
15. Ibid., p. 37. Le rapport Ontario Planning Outlook suppose que 2,4 millions de véhicules électriques circuleront sur les routes de l'Ontario d'ici 2035 (c.-à-d., 8 TWh d'électricité d'ici 2035), en plus de l'électrification du transport en commun (c.-à-d., 1 TWh d'ici 2035). (MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE, renseignements fournis en réponse à une demande de la CEO, le 1er mars 2018.)
16. MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE, Plan énergétique à long terme de 2017 de l'Ontario : Garantir l'équité et le choix, Imprimeur de la Reine pour l'Ontario, 2017, p. 65-66 (véhicules électriques) et 124-125 (thermopompes).
17. CONSEIL EXÉCUTIF DE L'ONTARIO, Directive du ministre à la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, le 25 octobre 2017, en ligne, [www.ieso.ca/-/media/files/ieso/document-library/ministerial-directives/2017/directive-2017-ltep-20171026.pdf?la=en].

L'AVENIR DE L'ÉLECTRICITÉ EN ONTARIO

QUESTION 14

Quelles sont les conséquences de l'engagement du Plan énergétique à long terme visant l'énergie nucléaire?

Si tout se déroule comme prévu, la remise à neuf des centrales de Bruce et de Darlington permettra de produire une grande quantité d'électricité à faibles émissions de carbone à un coût raisonnable, comparativement aux solutions de rechange actuelles.

L'Ontario doit trouver un équilibre entre l'énergie nucléaire qui comporte des risques et la part des graves répercussions sur le changement climatique qui lui revient. Dans un avenir où la majorité de la consommation énergétique de la province devra provenir de l'électricité, l'Ontario devra envisager l'utilisation de toutes les sources d'électricité sobre en carbone, y compris l'énergie nucléaire.

La remise à neuf des réacteurs nucléaires semble actuellement être dans l'intérêt supérieur de l'Ontario. Un tel engagement s'étend toutefois sur une période de près de 50 ans. Durant cette période, on s'attend à ce que les énergies renouvelables et le stockage de l'énergie deviennent beaucoup plus abordables et à ce que les programmes d'économie d'énergie jouent un rôle plus important. Le vaste engagement à long terme de l'Ontario envers l'énergie nucléaire pourrait empêcher la province de tirer pleinement profit de l'économie d'énergie et des énergies renouvelables.

À un certain degré, l'Ontario se trouve obligé de terminer le processus de remise à neuf qu'il a lancé s'il désire réaliser des économies d'échelle, mais il pourrait réévaluer ses besoins futurs en matière de remise à neuf avant de donner l'autorisation, en particulier en ce qui concerne la remise à neuf des réacteurs de la centrale de Bruce qui est prévue pour la fin de 2020.

Rien n'indique avec certitude qu'il est logique de s'en tenir au plan visant la poursuite de l'exploitation à la centrale de Pickering de 2020 à 2024.

Table des matières

LES FAITS EN DÉTAIL 218

Préoccupations environnementales liées à l'électricité nucléaire 219

Déchets nucléaires et désaffectation 219

Accidents nucléaires. 220

Le coût financier de la remise à neuf des centrales nucléaires 221

Qu'adviendra-t-il si les choses ne se déroulent pas aussi bien que prévu? 222

Risques financiers examinés par le BRF 222

Les risques financiers que le BRF n'a pas pris en considération. 225

Existe-t-il des solutions de rechange? 226

Les énergies renouvelables? 226

Économie d'énergie? 227

Importation d'électricité du Québec? 227

Toutes ces ressources, voire davantage, pourraient être nécessaires 227

Le cas particulier de la prolongation de l'exploitation de la centrale de Pickering 228

La centrale de Pickering est-elle nécessaire pour le réseau d'électricité de l'Ontario? 229

Conclusion 230

Notes de fin de chapitre 231

Les faits en détail…

Le gouvernement de l'Ontario mise gros sur l'électricité nucléaire. L'engagement (réitéré dans le Plan énergétique à long terme) de remettre à neuf les centrales nucléaires de Bruce et de Darlington dominera tout l'avenir de l'électricité en Ontario jusqu'en 2064.

Les centrales de Bruce et Darlington nécessitent une remise à neuf coûteuse en temps et en argent pour continuer à être exploitées. Les centrales qui doivent être remises à neuf produisent plus de 40 % de l'électricité que l'Ontario consomme actuellement, soit environ 60 térawattheures (TWh) par année, comme le montre la figure 14.1[1].

Le gouvernement de l'Ontario mise gros sur l'électricité nucléaire.

Si l'on fermait les centrales nucléaires, plutôt que de les remettre à neuf, il faudrait que toute cette électricité provienne d'ailleurs, et le défi pour l'Ontario de maintenir un réseau d'électricité sobre en carbone deviendrait beaucoup plus complexe. Faut-il envisager d'autres solutions? Mais est-il trop tard?

Le gouvernement propose également de prolonger l'exploitation de la centrale nucléaire de Pickering de quatre années après sa fin de vie prévue, soit jusqu'en 2024. Ce choix est-il logique?

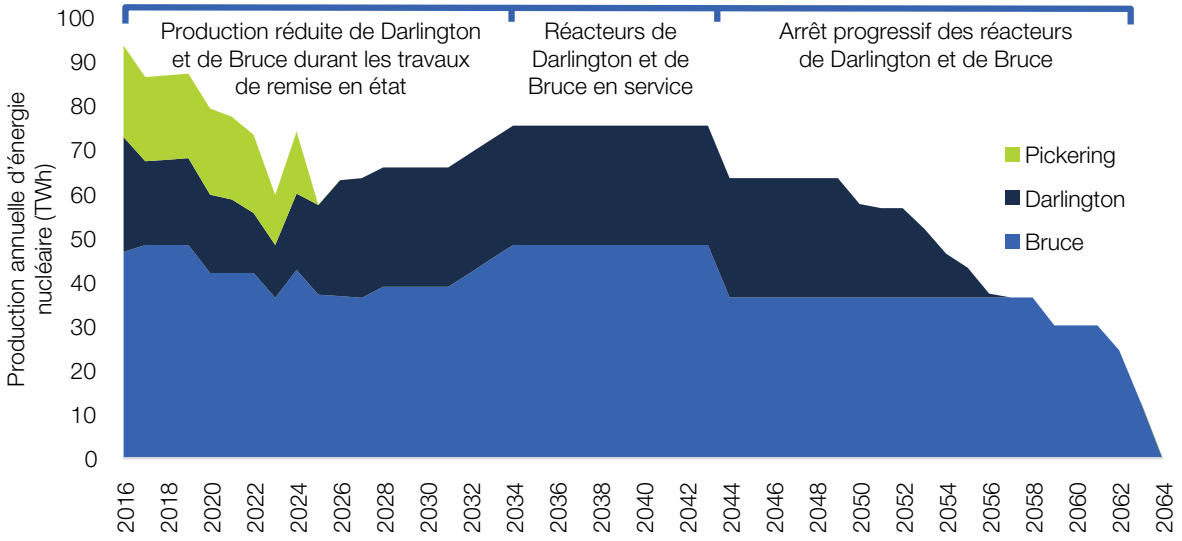


Figure 14.1. Production d'électricité prévue à partir de l'énergie nucléaire, en tenant compte des remises à neuf actuelles et du plan de prolongation de la durée de vie

Remarque : Ce scénario suppose la prolongation de l'exploitation de la centrale de Pickering jusqu'en 2022-2024. Abréviations : Bruce (Centrale nucléaire de Bruce), Darlington (Centrale nucléaire de Darlington), Pickering (Centrale nucléaire de Pickering).

Source : Bureau de la responsabilité financière de l'Ontario, Remise en état des centrales nucléaires : Évaluation des risques financiers du Plan de remise en état des centrales nucléaires, Toronto, Imprimeur de la Reine pour l'Ontario, automne 2017, p. 9.

Préoccupations environnementales liées à l'électricité nucléaire

Comme il en est question dans la partie Q10, toutes les sources d'électricité (sauf l'économie d'énergie) comportent des aspects négatifs pour l'environnement. Les principales préoccupations environnementales associées à l'énergie nucléaire sont très différentes de celles liées aux autres sources d'électricité, et il est difficile de les comparer.

Les principales préoccupations environnementales associées à l'énergie nucléaire sont très différentes de celles liées aux autres sources d'électricité.

Les préoccupations environnementales les plus importantes associées à l'énergie nucléaire portent sur :

- les déchets radioactifs produits de manière continue, qui devront être gérés indéfiniment afin de prévenir toute contamination radioactive des êtres humains et de l'environnement;
- la façon de désaffecter de manière sécuritaire et permanente les centrales nucléaires après leur utilisation;
- le risque de fuites radioactives accidentelles.

Bien que les aspects environnementaux des autres sources d'électricité de l'Ontario soient régis par la province, les règlements portant sur l'énergie nucléaire et visant à protéger la santé humaine et l'environnement relèvent principalement du gouvernement fédéral, précisément de la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN). Un résumé des préoccupations est présenté ci-après.

Déchets nucléaires et désaffectation

Les déchets nucléaires de haute activité (le combustible nucléaire usé des réacteurs) générés par les centrales nucléaires de l'Ontario seront dangereux durant des centaines de milliers d'années, soit beaucoup plus longtemps que ce que toute société humaine n'a jamais vécu.

Les déchets nucléaires seront dangereux durant des centaines de milliers d'années, soit beaucoup plus longtemps que ce que toute société humaine n'a jamais vécu.

Les déchets à haute activité sont extrêmement radioactifs. À l'heure actuelle, le combustible nucléaire usé est emmagasiné sur place, à la centrale nucléaire; il est initialement stocké en piscine, l'eau servant de barrière. Le combustible usé est ensuite entreposé à sec dans des conteneurs de stockage en acier et en béton afin d'offrir une protection contre la radioactivité.

Combustible usé dans un conteneur de stockage à sec.
Source : Office de l'électricité de l'Ontario.

La Société de gestion des déchets nucléaires (SGDN), agence mandatée par le gouvernement fédéral, est responsable de la gestion du combustible usé et a élaboré un plan pour ce faire. Le plan est d'entreposer les déchets dans le sol dans un « dépôt géologique en profondeur » au sein d'une collectivité désireuse de l'accueillir qui dispose d'une géologie appropriée et stable. Il n'existe aucun dépôt géologique en profondeur pour le combustible usé à l'heure actuelle sur la planète; le premier dépôt est en construction dans les sols profonds de la Finlande[2].

Les cinq municipalités actuellement envisagées comme collectivité hôte pour le dépôt canadien sont situées en Ontario[3]. Le transport sécuritaire des déchets des sites de réacteur jusqu'au dépôt final par route ou par voie ferrée (estimés à 1 ou 2 chargements de camion par jour de déchets à haute activité provenant de tous les réacteurs en sol canadien) devra également être assuré. La SGDN s'attend à ce qu'un site pour le dépôt soit choisi d'ici environ cinq ans[4]. D'un point de vue réaliste, il faudra encore plusieurs décennies avant d'avoir une installation fonctionnelle qui reçoit les déchets à haute activité.

Outre les déchets hautement radioactifs, il existe également une grande quantité de déchets à faible et à moyenne activité, lesquels seront radioactifs pendant bien des années. Les trois centrales nucléaires actuelles génèrent un volume combiné d'environ 5 000 à 7 000 mètres cubes de déchets à faible et à moyenne activité par année (volume qui descend à 2 000 ou 3 000 mètres cubes après le traitement)[5]. Ontario Power Generation (OPG) travaille sur une proposition pour créer un dépôt géologique semblable pour ces déchets, sur le site de la centrale nucléaire de Bruce près de Kincardine (à l'heure actuelle, ces déchets sont stockés en surface sur le site)[6]. Le processus d'évaluation environnementale associé à cette proposition se poursuit depuis plus de dix ans (début en 2005). Malgré la recommandation favorable de la commission fédérale d'examen conjoint, le ministère de l'Environnement fédéral n'a pas été encore approuvé le projet et il a demandé davantage de renseignements à OPG[7].

La question des déchets radioactifs est également pertinente à la fin de vie des réacteurs. La désaffectation d'une centrale nucléaire implique de réduire la radioactivité à un niveau sécuritaire en retirant le carburant, et en nettoyant et en démontant les composantes radioactives. La première étape de la désaffectation est le stockage sûr qui permet la baisse du niveau de radioactivité au fil du temps. Deux réacteurs de la centrale de Pickering ont subi cette étape de 2005 à 2010. La désaffectation active de la centrale de Pickering n'aura pas lieu avant les années 2050[8]. L'Ontario n'a encore désaffecté aucun réacteur nucléaire commercial, alors que neuf réacteurs ont été désaffectés aux États-Unis et que des travaux semblables ont été effectués pour des remises en état[9].

Accidents nucléaires

La catastrophe de Fukushima au Japon en 2011 a ravivé les craintes de plusieurs concernant d'importantes fuites radioactives éventuelles à une centrale en service, ce qui constitue une préoccupation majeure. Bien qu'il existe des différences de sols et de technologies nucléaires entre l'Ontario et le Japon, les réacteurs de l'Ontario dépendent également du refroidissement du combustible des réacteurs. Si tous les systèmes de refroidissement venaient à faire défaut, la température du cœur du réacteur grimperait, ce qui pourrait donner lieu à des fuites radioactives[10].

Une commission indépendante qui s'est penchée sur la catastrophe de Fukushima a conclu que les causes directes de l'accident étaient prévisibles, mais que l'exploitant de la centrale, l'autorité de réglementation et le gouvernement ont omis de définir les exigences de sécurité nécessaires. Pour reprendre les termes de la commission, Fukushima fut une catastrophe causée par l'homme, et l'analyse des causes profondes révèle des systèmes organisationnels et réglementaires qui étayaient des justifications erronées sur lesquelles était fondée la prise de décisions et de mesures[11]. Ces conclusions mettent en lumière l'importance d'une culture de vigilance

Ces conclusions mettent en lumière l'importance d'une culture de vigilance en matière de sécurité.

en matière de sécurité dans le secteur de l'énergie nucléaire au Canada, au sein des exploitants et des autorités de réglementation.

Après Fukushima, la CCSN a élaboré un plan d'action pour que « les leçons tirées de l'accident de Fukushima aident le Canada à renforcer la sûreté des installations nucléaires du pays »[12]. Les principaux points examinés comprenaient l'évaluation et l'amélioration de la sûreté des réacteurs, l'évaluation des dangers externes propres à chaque site et l'amélioration des plans d'intervention d'urgence. Les mesures d'Ontario Power Generation dans ces domaines sont indiquées dans leur demande de prolongation de l'exploitation de la centrale nucléaire de Pickering auprès de la CCSN[13].

L'OPG se concentre à diminuer les probabilités d'accident ou leurs conséquences, au moyen de mesures prises au sein des installations. Si un accident nucléaire survenait, l'Ontario, via Gestion des urgences Ontario, est responsable de la préparation des interventions d'urgence hors site. La province a récemment mis à jour son Plan provincial d'intervention en cas d'urgence nucléaire afin d'améliorer la planification des urgences[14]; certains croient toutefois que le plan mis à jour est inadéquat[15].

La CCSN a modélisé les répercussions potentielles sur la santé d'un scénario fictif de catastrophe nucléaire grave et de fuites radioactives à la centrale de Darlington; les fuites radioactives de ce scénario sont cependant bien moins élevées que celles qui sont survenues à Fukushima[16]. L'étude évaluait le potentiel d'augmentation du risque pour quatre catégories de cancer découlant de l'exposition aux radiations. L'étude a révélé une légère hausse du taux de cancer de la thyroïde chez l'enfant, mais aucune incidence sur les trois autres catégories de cancer examinées.

Cependant, l'étude prenait pour acquis que toutes les procédures du Plan provincial d'intervention en cas d'urgence nucléaire seraient mises en œuvre, soit l'évacuation d'une certaine zone autour de la centrale touchée, la mise à l'abri des sinistrés et l'ingestion de comprimés d'iode de potassium protecteurs, selon le cas[17]. On peut se questionner à savoir si cette supposition tient raisonnablement la route en cas de réel accident. La mise en œuvre complète du Plan provincial se compliquerait grandement par la grande densité de population dans la région du Grand Toronto si un accident survenait à la centrale de Pickering, par exemple.

La CCSN estime qu'il est extrêmement improbable qu'un tel incident survienne[18], mais tout le monde n'est pas prêt à assumer ce risque.

Le coût financier de la remise à neuf des centrales nucléaires

La province n'a publié aucune analyse coûts-avantages explicite pour appuyer sa décision de procéder à une remise à neuf des centrales nucléaires. Au contraire, en 2015, le ministère de l'Énergie a modifié le Règl. de l'Ont. 53/05 afin d'interdire l'analyse par la Commission de l'énergie de l'Ontario de la nécessité de remettre à neuf la centrale de Darlington (lorsque la Commission a évalué la demande d'OPG de recouvrement des coûts auprès des abonnés du réseau d'électricité)[19].

La province n'a publié aucune analyse coûts-avantages explicite pour appuyer sa décision de procéder à une remise à neuf des centrales nucléaires.

Le Bureau de la responsabilité financière (BRF) de l'Ontario a récemment effectué l'analyse de coût financier de la remise à neuf des centrales nucléaires, comparativement à d'autres sources d'électricité. Le BRF a conclu que, si la remise à neuf est exécutée comme prévu, elle « devrait offrir aux usagers un approvisionnement à long terme en électricité relativement abordable et non polluant »[20]. Le BRF estime que le coût moyen de l'électricité issue de l'énergie nucléaire au cours des 50 prochaines années sera d'environ 8,1 ¢ par kilowattheure (kWh), en dollars de 2017[21]. Il s'agit là d'un coût plus élevé que le prix actuel

de l'énergie nucléaire (6,9 ¢/kWh), mais moins élevé que le prix moyen payé par les abonnés pour l'ensemble des formes de production (11,5 ¢/kWh)[22].

Le coût moyen de l'énergie nucléaire pour les centrales de Bruce et de Darlington devrait grimper pendant la période de remise à neuf, pour atteindre son sommet en 2027 à environ 9,5 ¢/kWh (en dollars de 2017), et chuter sous la barre des 8 ¢/kWh d'ici environ 2034[23].

Qu'adviendra-t-il si les choses ne se déroulent pas aussi bien que prévu?

L'estimation du BRF des coûts de l'électricité nucléaire suppose que la remise à neuf sera exécutée sans anicroche, selon les coûts projetés actuellement. Qu'adviendra-t-il si la remise à neuf ne se déroule pas aussi bien que prévu? L'analyse du BRF examine les conséquences de certains risques financiers associés à la remise à neuf, notamment les dépassements de coût et les coûts de renonciation, mais ne tient pas compte d'autres risques, par exemple en sous-estimant les coûts de gestion des déchets ou de désaffectation, ni des risques de responsabilité en cas d'accident nucléaire.

Pour les Ontariens, le risque lié à la remise à neuf de la centrale de Darlington diffère de celui de la remise à neuf de la centrale de Bruce. Le gouvernement de l'Ontario détient OPG, alors que Bruce Power est une entreprise privée, ce qui signifie que tous les risques financiers de la remise à neuf exécutée par OPG sont assumés par les Ontariens, en partie au moyen des tarifs d'électricité et en partie au moyen de l'incidence des profits et des pertes d'OPG sur les finances du gouvernement provincial[24]. Quant aux risques financiers de la remise à neuf de la centrale de Bruce, ils sont tous répartis entre les usagers et la centrale de Bruce, particulièrement en ce qui concerne les dépassements de coûts et le piètre rendement d'exploitation. L'inverse est également vrai, c'est-à-dire que si la remise à neuf est réalisée en deçà du budget prévu ou si elle présente des coûts d'exploitation moindres, les Ontariens profiteront pleinement des économies dans le cas de la remise à neuf de Darlington et à raison d'environ 50 % seulement dans le cas de la centrale de Bruce[25].

Risques financiers examinés par le BRF

Risque lié aux coûts de remise en état : Les projets de construction nucléaire ont tendance à dépasser les budgets. Quelle serait l'incidence des dépassements de coût sur le coût estimé de l'énergie nucléaire? Le BRF indique que, en raison de la longue durée de vie des réacteurs nucléaires, le coût en capital lié à la remise à neuf en soi ne représente qu'une faible portion des coûts pour l'ensemble de la durée de vie (la portion principale est constituée des coûts d'exploitation permanents). Les coûts de remise à neuf devraient donc être bien plus élevés que prévu pour occasionner une grande hausse du coût estimatif de l'énergie nucléaire. Par conséquent, l'augmentation des coûts de remise à neuf donne lieu à une augmentation proportionnelle beaucoup plus faible en coûts de durée de vie (p. ex., une augmentation de 50 % des coûts de remise à neuf équivaut à une augmentation de 9 % du coût unitaire global de l'énergie nucléaire par réacteur)[26]. Cette hypothèse s'avère uniquement si la centrale est utilisée tout au long de sa durée de vie de près de 50 ans; dans le cas contraire, l'incidence de tout dépassement de coût lors de la remise en état pourrait être bien plus importante (voir la section « Risque lié au coût d'option » ci-dessous).

La remise à neuf de Darlington commence bien.

Le ministère de l'Énergie a indiqué que la remise à neuf de Darlington commence bien : un réacteur (le réacteur 2) a déjà été remis à neuf selon l'échéancier et le budget prévus. Le Ministère a donc donné son aval à OPG en février 2018 pour la remise à neuf d'un deuxième réacteur (réacteur 3)[27].

Démontage d'une turbine pendant la remise à neuf de la centrale de Darlington
Source : Ontario Power Generation.

Risque lié au rendement des centrales : Un autre risque est que les centrales nucléaires auront un moins bon rendement que prévu. Le BRF nomme ce risque « risque lié au rendement des centrales ». Les centrales nucléaires affichent des coûts d'exploitation fixes élevés qui ne varient pas vraiment en fonction de l'énergie produite, ce qui signifie que la durée pendant laquelle la centrale est en fonction et distribue de l'électricité a une grande incidence sur le coût unitaire de l'électricité. Le BRF suppose que les réacteurs remis à neuf des centrales de Darlington et de Bruce produiraient à 88 % de leur capacité maximale pendant leur durée de vie (facteur de capacité de 88 %) et n'a fait aucune évaluation quantitative des répercussions d'un rendement moindre sur les coûts prévus.

La Commission de l'énergie a mentionné la mauvaise gestion et le faible rendement de la division nucléaire d'OPG.

Après la publication du rapport du BRF, la Commission de l'énergie de l'Ontario a rendu une décision au sujet de la demande d'OPG sur l'augmentation de ses coûts. Au total, OPG dépense plus de 2,8 milliards de dollars par année pour exploiter ses centrales nucléaires. Dans de nombreux cas, l'entreprise s'est trompée dans ses propres prévisions de production d'énergie. Dans sa décision du 28 décembre 2017 sur les tarifs, la Commission de l'énergie a mentionné la mauvaise gestion et le faible rendement de la division nucléaire d'OPG :

> OPG se compare chaque année à d'autres exploitants nucléaires de l'Amérique du Nord en s'appuyant sur 20 critères. Sur ces 20 critères, trois sont considérés comme des indicateurs clés : le coût total de production, c'est-à-dire le coût « tout compris » de la production d'électricité exprimé en $/MWh; l'indice de rendement nucléaire, un indice composite pondéré de dix indicateurs de sûreté et de rendement; et le facteur de capacité d'une centrale, lequel indique le rapport en pourcentage entre la production réelle d'une centrale et son potentiel de production sur une durée de temps déterminée[28]...
>
> Les résultats de l'analyse comparative des activités nucléaires d'OPG sont source de préoccupations pour la Commission depuis qu'elle a commencé à réglementer OPG en 2008. Lors des trois derniers examens des coûts de service, la Commission a souligné le faible rendement d'OPG par rapport à ses pairs et a même rejeté certaines demandes pour cette raison, du moins en partie...
>
> Depuis que OPG a commencé à se comparer à ses pairs... ses résultats globaux ont été très décevants. Chaque année depuis 2008, l'entreprise se classe au dernier rang ou presque pour chacun des trois indicateurs clés. La Commission, de même que OPG, s'attendent à mieux, et les abonnés devraient également s'attendre à mieux.[29]

Ce faible rendement qui découle essentiellement des vieux réacteurs de la centrale de Pickering pèse peut-être davantage dans la décision de prolonger les activités de cette centrale (sujet abordé plus loin) que dans celle de remettre à neuf la centrale de Darlington. La centrale de Pickering est l'une des centrales nucléaires ayant les coûts les plus élevés par unité d'électricité produite en Amérique du Nord :

> OPG soutient que son faible rendement est principalement causé par les réacteurs de la centrale de Pickering. Le rendement de la centrale de Pickering est limité par la faible taille de ses réacteurs, sa technologie CANDU de première génération et son faible facteur de capacité[30].
>
> Malgré les difficultés associées à l'exploitation d'anciennes installations, OPG est responsable du rendement de la centrale de Pickering et l'on devrait au moins pouvoir s'attendre à ce qu'elle atteigne ses propres cibles de rendement. OPG fixe ses cibles en pleine connaissance de l'état et des caractéristiques de ses installations. Malgré tout, OPG ne réussit toujours pas à atteindre ses propres cibles[31].

La Commission de l'énergie de l'Ontario s'attend à ce que dans l'ensemble, les résultats de l'analyse comparative d'OPG se détériorent au cours des cinq prochaines années en raison des coûts d'exploitation fixes élevés et de la production d'électricité moindre pendant la remise à neuf de la centrale de Darlington[32]. OPG rétorque que le rendement de la centrale de Pickering s'est grandement amélioré en 2017[33].

Risque lié au coût d'option : Selon la CEO, le risque économique le plus important relevé par le BRF dans son rapport est le risque lié au coût d'option. Contrairement à la courte prolongation proposée pour la centrale de Pickering, le coût unitaire de l'énergie nucléaire lié à la remise à neuf des centrales de Pickering et de Bruce suppose une production d'énergie sur près de 50 ans. Si les solutions relatives à l'électricité sobre en carbone deviennent plus abordables que l'énergie nucléaire au cours des 50 prochaines années, il se pourrait que l'Ontario ne puisse pas tirer pleinement profit des centrales nucléaires, en raison des coûts irrécupérables et des économies d'échelle.

Si les solutions relatives à l'électricité sobre en carbone deviennent plus abordables que l'énergie nucléaire au cours des 50 prochaines années, il se pourrait que l'Ontario ne puisse pas tirer pleinement profit des centrales nucléaires.

Au cours de la prochaine décennie, le gouvernement aura accès à des mécanismes de retrait qui lui permettraient, dans certaines circonstances, de mettre fin à la remise à neuf des centrales de Bruce et de Darlington[34]. Dans le cas de Bruce Power, il existe deux différents types de mécanismes de retrait : la « clause de seuil maximal » peut être exercée pour chaque réacteur si l'estimation actualisée des coûts de remise à neuf de Bruce Power est de 30 % supérieure à l'estimation originale ou si la durée proposée de remise à neuf du réacteur dépasse certains seuils; la « clause économique », qui est plus générale et se rapporte au risque lié au coût d'option, permet à la SIERE d'annuler les travaux futurs de remise à neuf à la centrale de Bruce si la demande chute ou si d'autres sources d'approvisionnement deviennent plus rentables; cette clause peut seulement être exercée avant les travaux de remise à neuf du troisième ou du cinquième réacteur (sur six réacteurs). Selon l'échéancier actuel de la remise à neuf, les décisions devraient être prises vers 2024 et 2027, soit un an avant le début des travaux prévus. Dans le cas d'OPG, le BRF est d'avis que le gouvernement peut annuler les travaux de remise à neuf de la centrale de Darlington n'importe quand, peu importe la raison. Cependant, parce que la remise à neuf de la centrale de Darlington aura lieu avant celle de la centrale de Bruce, toute décision concernant une annulation devrait être prise plus tôt, soit vers 2023 pour le dernier réacteur.

La concentration des dépenses liées aux coûts de remise à neuf au début de la période d'exécution et les économies d'échelle réduisent la valeur des portes de sortie[35]. Par exemple, bien moins du tiers des coûts est économisé si deux des six remises à neuf sont annulées. D'importants coûts liés à la conception et la planification sont perdus avant même la remise à neuf du premier

réacteur d'une centrale nucléaire (sur le coût total estimé de 12,8 milliards de dollars pour la remise à neuf de la centrale de Darlington, 2,9 milliards de dollars avaient déjà été dépensés au moment de l'examen de 2016 de la Commission de l'énergie de l'Ontario)[36]. De plus, les coûts d'exploitation permanents dans les centrales nucléaires ne varient pas de façon linéaire selon le nombre de réacteurs; autrement dit, le coût moyen de l'électricité nucléaire serait plus élevé si le nombre de réacteurs remis à neuf dans une centrale était plus faible. Ces facteurs signifient que le coût des autres sources d'énergie devrait chuter bien en deçà du coût de l'énergie nucléaire pour justifier l'annulation de travaux de remise à neuf à mi-chemin. Pour la remise à neuf de la centrale de Bruce, si l'Ontario exerce la clause économique comme porte de sortie et que Bruce Power doit recouvrer son capital investi et ses coûts d'exploitation avec un plus petit nombre de réacteurs en exploitation, le risque lié aux coûts non recouvrables serait réparti entre Bruce Power et les usagers de l'Ontario[37].

Lorsque les remises en état seront terminées, ce qui devrait être vers 2033, l'Ontario n'aura plus aucune porte de sortie pour diminuer son engagement envers l'énergie nucléaire, sauf d'attendre la fin de vie utile des réacteurs, soit de 2044 à 2064 (figure 14.1). Les Ontariens assumeront la plupart des coûts de l'énergie nucléaire en raison des coûts d'exploitation annuels. Aux É.-U., plusieurs centrales nucléaires ont déjà dû fermer puisque leurs coûts d'exploitation étaient trop élevés pour rivaliser avec l'énergie renouvelable ou le gaz naturel. L'Ontario pourrait faire de même éventuellement, mais il aurait à radier une grande part de coûts irrécupérables. Une autre façon de voir les choses consiste à imaginer que le coût moyen de l'énergie nucléaire par kWh sera bien plus élevé si les coûts considérables de remise à neuf ne peuvent être amortis sur la période d'exploitation de 40 ans qui était prévue au départ.

Les risques financiers que le BRF n'a pas pris en considération

Le rapport du BRF a fait abstraction de toute analyse des risques économiques liés à la désaffectation, à la gestion des déchets nucléaires et aux fuites radioactives[38]. Les coûts de gestion des déchets nucléaires et de désaffectation prévus par OPG sont compris dans l'estimation du prix de l'électricité nucléaire faite par le BRF, mais ce dernier n'a pas déterminé si ces coûts sont exacts ni l'incidence connexe s'ils ne le sont pas.

Le rapport du BRF a fait abstraction de toute analyse des risques économiques liés à la désaffectation, à la gestion des déchets nucléaires et aux fuites radioactives.

Les coûts de gestion des déchets nucléaires et de désaffectation de tous les réacteurs commerciaux de l'Ontario, y compris ceux de la centrale de Bruce, incombent à OPG. OPG doit verser des sommes dans des fonds distincts en vertu de l'Ontario Nuclear Funds Agreement (ONFA) pour effectuer la gestion des déchets nucléaires et la désaffectation. OPG estime que ces fonds seraient évalués à 18,198 milliards de dollars au 1er janvier 2018; cette somme dépasse l'obligation de réparer qu'OPG prévoit pour ces activités[39].

Les coûts estimatifs de gestion des déchets nucléaires et de désaffectation font l'objet d'une surveillance de la part du gouvernement fédéral et provincial. L'obligation estimative liée aux coûts anticipés de gestion des déchets et de désaffectation est déterminée par OPG dans un plan de référence mis à jour au moins une fois tous les cinq ans, lequel doit être soumis à la province et approuvé par cette dernière en vertu de l'ONFA, un accord entre la province et OPG.[40] Ce plan de référence est confidentiel. L'Office ontarien de financement, qui met en œuvre l'ONFA au nom de la province, a indiqué à la CEO qu'il a recours aux services d'un cabinet d'experts-conseils en énergie nucléaire et responsabilité nucléaire afin d'examiner, au nom du gouvernement de l'Ontario, le plan de référence d'OPG, y compris les programmes techniques de désaffectation et de gestion des déchets et les coûts estimatifs. Cette analyse n'est pas rendue publique.[41]

La CCSN exige que l'exploitant d'une installation nucléaire fournisse une garantie financière relativement à ses

obligations de désaffectation et de gestion des déchets nucléaires. Pour répondre à cette exigence, OPG soumet une estimation des coûts et des obligations à la CCSN. En octobre 2017, à la suite d'une audience publique, la CCSN a jugé que l'estimation mise à jour par OPG des obligations et de la valeur des fonds distincts réservés au nucléaire était adéquate pour répondre à ses exigences relatives à la garantie financière[42].

Si les coûts réels de désaffectation ou de gestion des déchets nucléaires s'avéraient plus élevés que prévu[43], les Ontariens auraient à payer ces coûts supplémentaires, que ce soit par l'entremise de leurs tarifs d'électricité ou de leurs impôts[44]. L'expérience liée à la désaffectation de centrales à l'échelle internationale et les travaux d'élimination des déchets à haute activité effectués en Finlande devraient aider à préciser l'estimation de ces coûts. Comme certaines des activités de remise à neuf sont les mêmes que lors d'une désaffectation, la remise à neuf des réacteurs de l'Ontario permettra aussi de recueillir de l'information sur les coûts de désaffectation propres à la province.

Un autre risque financier non évalué par le BRF est le coût d'un accident nucléaire. Selon la Loi sur la responsabilité et l'indemnisation en matière nucléaire du gouvernement fédéral, l'exploitant d'une centrale nucléaire n'est responsable que du premier milliard de dollars en dommages en cas d'accident nucléaire à sa centrale (cette limite quant à la responsabilité était de 75 millions de dollars avant d'être augmentée en 2015)[45]. Tout dommage dépassant ce montant devra être couvert par le gouvernement fédéral, c'est-à-dire les contribuables, ce qui représente une importante subvention pour l'industrie nucléaire. Le coût de cette subvention n'est inclus nulle part dans les estimations du coût de l'énergie nucléaire en Ontario.

Existe-t-il des solutions de rechange?

Le BRF a conclu qu'« il n'existe en [ce] moment aucun autre portefeuille de production apte à générer une telle production de base, à faible taux d'émissions et à un prix comparable au Plan de remise en état des centrales nucléaires » (soit le prix projeté de 8,1 ¢/kWh)[46].

La CEO est du même avis. Cependant, avant que la province ne s'engage fermement pour chacune des remises à neuf d'un réacteur, il convient de se poser à nouveau la question à savoir si une combinaison d'énergie renouvelable, d'économie d'énergie, d'importations d'électricité propre et de stockage pourrait remplacer une partie de la capacité nucléaire de l'Ontario.

Les énergies renouvelables?

Selon le BRF, le coût moyen estimatif de la remise à neuf des réacteurs nucléaires est semblable au prix actuel de nouveaux projets d'électricité renouvelable en Ontario (presque le même que pour les projets majeurs d'énergie éolienne et moins élevé que pour les projets majeurs d'énergie solaire). Le coût des énergies solaire et éolienne était auparavant beaucoup plus élevé, en particulier pour l'énergie solaire, mais il connaît une baisse rapide depuis. Lors de son processus d'appel d'offres de 2016 pour des projets d'énergies renouvelables, l'Ontario a accordé des contrats d'énergie éolienne à un prix moyen de 8,6 ¢/kWh, soit très proche du prix prévu de l'énergie nucléaire[47]. Le prix des énergies renouvelables a encore plus chuté depuis. L'Alberta a récemment octroyé des contrats d'énergie éolienne à 3,7 ¢/kWh; cette province a toutefois des conditions éoliennes plus favorables que celles de l'Ontario[48].

Le coût unitaire de l'énergie en soi n'est pas suffisant pour déterminer si l'énergie renouvelable autre que l'hydroélectricité pourrait remplacer l'énergie nucléaire. Les énergies éolienne et solaire variables pourraient nécessiter des coûts supplémentaires importants (p. ex., pour le stockage) et des changements opérationnels. Comme il est abordé dans la partie Q6, en dépit du fait que l'exploitation d'un réseau d'électricité avec une prépondérance d'énergies renouvelables intermittentes comporte son lot de défis, de plus en plus de régions de par le monde font appel à un approvisionnement important et croissant en énergies renouvelables et apprennent à le gérer. Il est également difficile d'adapter l'offre à la demande dans le cas de l'énergie nucléaire puisque les centrales nucléaires sont plus efficaces lorsqu'elles fonctionnent sans arrêt et à plein rendement et puisqu'elles ont peu de souplesse pour s'adapter aux fluctuations de la demande que connaît l'Ontario (Q3).

L'économie d'énergie est moins coûteuse que l'énergie nucléaire.

Économie d'énergie?

L'économie d'énergie est moins coûteuse que l'énergie nucléaire (selon un coût moyen historique d'environ 3 à 4¢/kWh de l'énergie économisée, et même moins en 2016). Les programmes d'économie d'énergie de l'Ontario ont engendré un volume grandissant d'économie au cours des dernières années et ce volume devrait jouer un rôle plus important pour les années à venir (Q19). Toutefois, comme l'Ontario planifie déjà une grande quantité d'énergie économisée (30 TWh d'ici 2032), seules des économies d'énergie supplémentaires pourraient contribuer à réduire le rôle que le PELT prévoit pour l'énergie nucléaire.

Importation d'électricité du Québec?

L'hydroélectricité est plus prévisible et fiable qu'une production de base composée d'énergies éolienne et solaire. Le Québec génère une production hydroélectrique abondante et représente une ressource dont l'Ontario pourrait tirer profit au moyen d'importations. Les importations du Québec pourraient également servir à atténuer les effets de l'intermittence des énergies éolienne et solaire. En 2016, l'Ontario a signé une entente d'échange d'énergie avec le Québec pour obtenir 2 TWh d'électricité par année du Québec jusqu'en 2023[49].

Le BRF a conclu que les importations du Québec ne constituaient pas un remplacement valable pour le programme complet de remise à neuf des centrales nucléaires de l'Ontario pour trois raisons : 1) le Québec prévoit une diminution éventuelle de sa capacité d'exportation d'électricité, 2) les marchés américains se livreront une concurrence accrue pour obtenir cette électricité (ce qui fera augmenter les prix) et 3) le coût de modernisation des lignes de transport pour acheminer de grandes quantités d'énergie du Québec vers l'Ontario pourrait être considérable et exigerait probablement de nouvelles interconnexions[50]. Le ministère de l'Énergie indique qu'il explore toujours la possibilité de conclure des ententes visant l'importation de plus petites quantités d'énergie du Québe[51].

Toutes ces ressources, voire davantage, pourraient être nécessaires

Chacune des ressources décrites précédemment a le potentiel de remplacer une partie de l'électricité produite par l'énergie nucléaire; toutefois, la totalité de ces ressources et le volume entier de l'électricité nucléaire générée à la suite des remises à neuf pourraient être nécessaires si la demande d'électricité augmente pour répondre à la consommation d'électricité croissante, notamment pour les besoins en chauffage et en transport qui sont actuellement assurés par les combustibles fossiles (Q15).

Comme la CEO et d'autres parties l'ont indiqué, le gouvernement n'a jamais expliqué le processus ni les critères dont il se servirait pour évaluer s'il choisirait ou non ces mécanismes de retrait liés aux remises à neuf nucléaires[52]. Avant de donner l'autorisation pour chaque remise à neuf, l'Ontario devrait faire une mise à jour de l'évaluation des besoins qui tiendrait compte des coûts de remise à neuf ainsi que des changements dans la demande et dans les prix des autres ressources. Une telle mise à jour serait particulièrement importante dans le cas des deux portes de sortie susmentionnées pour la centrale de Bruce. Bien des choses peuvent changer en une décennie avant que les dernières remises en état des réacteurs de la centrale de Bruce soient sur le point de commencer.

Bien des choses peuvent changer en une décennie avant que les dernières remises en état des réacteurs de la centrale de Bruce soient sur le point de commencer.

Le cas particulier de la prolongation de l'exploitation de la centrale de Pickering

Dans le Plan énergétique à long terme, la décision de prolonger l'exploitation de la centrale de Pickering est très différente de l'engagement de remettre à neuf les centrales de Darlington et de Bruce. L'engagement financier, l'échéancier, l'étendue des travaux et la production électrique potentielle liés à la prolongation de l'exploitation sont tous bien moins importants qu'ils ne le seraient pour une remise à neuf complète. Sur les huit réacteurs de la centrale de Pickering, deux sont déjà hors service de façon permanente; il est prévu que les six autres soient mis hors service en 2020. Le gouvernement souhaite dorénavant conserver les six réacteurs en fonction jusqu'en 2022, puis quatre de ces six réacteurs en fonction jusqu'en 2024, d'ici à ce que trois réacteurs de la centrale de Darlington et un de la centrale de Bruce soient remis en service après leur remise en état.

La sécurité de l'exploitation à la centrale de Pickering est une préoccupation pour bien des gens en raison de l'emplacement de la centrale (près de grands bassins de population de la région du Grand Toronto) et de l'âge des deux réacteurs (en exploitation depuis le début des années 1970). Notamment, les canaux de combustible d'uranium dans le cœur des réacteurs ont déjà été utilisés pendant plus de 210 000 heures, ce qui correspondait initialement à leur durée de vie nominale. Les heures d'utilisation sont bien au-delà de ce nombre. Selon des études techniques sur leur aptitude fonctionnelle, leur durée de vie utile a déjà été prolongée une fois et OPG cherche maintenant à obtenir une seconde prolongation, soit jusqu'à 295 000 heures de fonctionnement[53]. La CCSN est l'autorité de réglementation fédérale responsable de la surveillance en matière de sécurité nucléaire. L'exploitation de la centrale de Pickering ne peut se poursuivre après le 31 août 2018 sans la prolongation du permis d'exploitation de la part de la CCSN. La CCSN a donc tenu une audience publique afin d'évaluer si cette prolongation devait être accordée. Sa décision est attendue plus tard en 2018.

> Il n'existe aucun examen indépendant qui détermine si la prolongation de l'exploitation de la centrale de Pickering est logique du point de vue environnemental et financier.

Même si la CCSN décidait qu'il est sécuritaire de poursuivre l'exploitation de la centrale de Pickering, la prolongation du permis d'exploitation n'est pas encore coulée dans le béton. Selon le Plan énergétique à long terme, OPG doit obtenir une autorisation du gouvernement de l'Ontario avant de procéder à la prolongation[54]. L'Ontario devrait-il accorder cette autorisation?

Il n'existe aucun examen indépendant qui détermine si la prolongation de l'exploitation de la centrale de Pickering est logique du point de vue environnemental et financier.

En 2015, la SIERE a conclu que la prolongation de la centrale de Pickering apporterait un avantage net aux consommateurs d'électricité qui se chiffrerait de 300 à 500 millions de dollars, tout en maintenant les émissions de gaz à effet de serre à un niveau peu élevé. Cependant, l'analyse économique n'est pas catégorique; en effet, en effectuant de petites modifications aux hypothèses (p. ex., au volume prévu de la production d'électricité à la centrale de Pickering, aux coûts en capital, aux coûts d'exploitation ou au prix du gaz naturel), le même modèle informatique prédit que la prolongation de l'exploitation de la centrale de Pickering engendrerait des coûts pour les consommateurs d'électricité[55]. La SIERE n'a présenté aucune recommandation quant à savoir si la poursuite de l'exploitation de la centrale de Pickering était dans l'intérêt de la province.

Ni le BRF ni la Commission de l'énergie de l'Ontario n'ont effectué une analyse économique sur la prolongation des activités de la centrale de Pickering jusqu'en 2024. La Commission de l'énergie de l'Ontario a autorisé les plans d'OPG concernant certains travaux préliminaires, mais seulement parce que le gouvernement avait déjà décidé, avant la publication du PELT ainsi que dans le cadre du PELT, de procéder à cette prolongation. Les membres du personnel de la Commission de l'énergie de l'Ontario ont

remarqué qu'on ne leur a pas demandé de déterminer si la prolongation devait avoir lieu et que la question de savoir si la poursuite des activités de la centrale de Pickering serait toujours profitable selon les données d'aujourd'hui demeure toujours sans réponse[56]. L'Ontario ne s'est pas encore irrémédiablement engagé à payer les coûts de la prolongation de la centrale de Pickering. Les deux tiers des 300 millions de dollars de frais de mise en œuvre ne seront pas dépensés avant 2019 ou 2020, et les coûts initiaux de la prolongation de l'exploitation de la centrale de Pickering dépendront des coûts d'exploitation de la centrale après 2020 (1,4 milliard de dollars pour 2021 seulement)[57].

La centrale de Pickering est-elle nécessaire pour le réseau d'électricité de l'Ontario?

La province pourrait-elle fonctionner sans l'électricité produite par la centrale de Pickering et avoir la puissance électrique appropriée pour répondre à la demande de pointe de 2021 à 2024[58]?

Seulement la moitié de l'électricité produite à la suite de la prolongation de la centrale de Pickering serait utile pour les Ontariens.

Consommation d'électricité

La centrale de Pickering produit actuellement environ 20 TWh d'électricité par année. En 2015, la SIERE a prédit que seulement la moitié de l'électricité produite à la suite de la prolongation de la centrale de Pickering serait utile pour les Ontariens. L'autre moitié (produite lors de périodes creuses) mènerait à une hausse des exportations (à un prix inférieur au coût moyen) ou à une restriction de la production existante au moyen de l'énergie renouvelable[59]. Étant donné que la demande annuelle d'électricité du réseau a diminué considérablement depuis (baisse de 4,9 TWh de 2015 à 2017)[60], une analyse mise à jour pourrait révéler qu'une quantité encore plus petite d'électricité serait utile aux Ontariens. Une autre façon de percevoir la situation consiste à s'attarder au coût réel par unité d'électricité de la centrale de Pickering, lequel est environ deux fois plus élevé lorsque l'autre moitié d'électricité générée n'est pas utilisée de façon productive.

Dans la partie Q15 du présent rapport, il est indiqué que le fait d'utiliser l'électricité plutôt que les combustibles fossiles sera nécessaire pour répondre aux engagements climatiques de l'Ontario, ce qui fera augmenter la demande globale d'électricité. Cependant, les deux à quatre années de la prolongation des activités de la centrale de Pickering auront probablement pris fin avant qu'une électrification importante ait lieu, et la majeure partie de la demande supplémentaire découlant de cette électrification pourrait être concentrée en période hors pointe, lorsque l'électricité de la centrale de Pickering ne serait pas requise.

La partie utile de l'électricité de Pickering pourrait être obtenue par les importations et les centrales au gaz existantes de l'Ontario, et elle pourrait être complétée par les programmes d'économie d'énergie et les énergies renouvelables. Si cette fraction était remplacée en totalité par l'électricité issue du gaz naturel, les émissions de gaz à effet de serre augmenteraient de 8 à 17 MT durant les quatre années de la prolongation[61]. Les répercussions des émissions seraient moins importantes si le plus grand volume d'énergie provenait de l'électricité sobre en carbone, comme l'hydroélectricité du Québec. Toutefois, l'entente d'échange d'énergie avec le Québec mise déjà sur l'utilisation d'une grande partie de la capacité interconnexion existante pour importer l'électricité du Québec en période de pointe afin de réduire la production issue du gaz naturel, ce qui ne laisse probablement pas un grand potentiel pour des importations supplémentaires[62]. Une meilleure utilisation des surplus d'électricité renouvelable générés en période creuse, peut-être au moyen du stockage existant par pompage (voir la partie Q16), pourrait aider, tout comme l'intensification de l'économie d'énergie et la création de nouveaux projets d'électricité renouvelable. Un fait demeure, la décision de ne pas prolonger l'exploitation de la centrale de Pickering ferait probablement augmenter les émissions de GES à un certain degré, bien que la quantité exacte soit indéterminée.

Si le gouvernement décide d'aller de l'avant avec la centrale de Pickering plutôt que de faire un meilleur usage de l'énergie renouvelable que nous payons déjà, de réduire la demande de pointe, de promouvoir les nouveaux projets d'énergie renouvelable et d'importer uniquement l'énergie supplémentaire dont l'Ontario a besoin, les Ontariens ont le droit de savoir pourquoi.

Puissance de pointe

Une autre question fondamentale est de savoir si l'Ontario peut remplacer la puissance fournie par la centrale de Pickering pour répondre de façon fiable à la demande de pointe, et ce, à un coût raisonnable et sans une modernisation importante des infrastructures. Comme l'aborde la partie Q5, l'Ontario ne possède pas une capacité excédentaire énorme lors de la consommation de pointe l'été, même lorsque la centrale de Pickering est en fonction. Le fait de prolonger l'exploitation de la centrale de Pickering pourrait pour quelques années éviter à l'Ontario d'effectuer un autre processus d'approvisionnement[63]. Le Québec pourrait ou non être en mesure d'aider l'Ontario dans cette situation. Certains éléments probants suggèrent que grâce à l'interconnexion existante avec le Québec, une entente ferme visant à répondre aux exigences en matière de fiabilité de l'Ontario pourrait être conclue à un coût raisonnable (ce qui ne mènerait pas nécessairement à une hausse du volume réel d'électricité distribuée annuellement)[64], si le Québec s'engageait à fournir cette électricité. Le Québec ne peut garantir de capacité supplémentaire lors de sa période de pointe en hiver, mais la demande de pointe en Ontario se situe actuellement en été, lorsque le Québec dispose d'une capacité considérable. Une autre solution a été proposée lors de l'audience publique de la Commission de l'énergie de l'Ontario, soit la réponse à la demande (réduction de la consommation d'électricité en période de pointe); cette solution pourrait remplacer une partie ou la totalité de la puissance générée par la centrale de Pickering, à moindres coûts[65].

La CEO est d'avis que l'audience de la Commission de l'énergie de l'Ontario a soulevé des doutes quant à savoir si la prolongation des activités de la centrale de Pickering était dans l'intérêt supérieur des Ontariens. Les avantages liés à la réduction des gaz à effet de serre pourraient justifier la poursuite de l'exploitation de la centrale de Pickering même aux coûts élevés du réseau d'électricité, mais, ce faisant, le gouvernement devrait expliquer pourquoi cette prolongation serait la façon la plus rentable de réduire les émissions de GES. Si le gouvernement décide d'aller de l'avant avec la centrale de Pickering plutôt que de faire un meilleur usage de l'énergie renouvelable que nous payons déjà, de réduire la demande de pointe, de promouvoir les nouveaux projets d'énergie renouvelable et d'importer uniquement l'énergie supplémentaire dont l'Ontario a besoin, les Ontariens ont le droit de savoir pourquoi.

RECOMMENDATION: Si le permis d'exploitation de la centrale de Pickering est prolongé par la Commission canadienne de sûreté nucléaire, l'Ontario devrait publier un rapport public expliquant en quoi la prolongation de Pickering est encore un choix logique et, le cas échéant, pour quelles raisons.

Conclusion

L'Ontario joue le tout pour le tout en prenant un engagement de 50 ans en matière d'énergie nucléaire. La remise en état des centrales de Bruce et de Darlington devrait apporter une grande quantité d'électricité sobre en carbone à un prix raisonnable, ce qui semble être un des éléments importants d'un futur où les besoins énergétiques de l'Ontario doivent davantage être comblés par de l'électricité faible en carbone. Cependant, cet engagement pourrait empêcher l'Ontario de tirer profit de solutions plus abordables dans l'avenir.

La prolongation de l'exploitation de la centrale nucléaire de Pickering est une décision discutable qui doit être examinée. La majeure partie de l'énergie générée par cette centrale n'est pas requise lorsqu'il peut être moins coûteux pour les abonnés du réseau d'électricité de l'Ontario de recourir à d'autres solutions sobres en carbone.

Notes de fin de chapitre

1. Ensemble, tous les réacteurs des centrales de Bruce et de Darlington génèrent approximativement 75 TWh d'électricité, ce qui comprend les deux réacteurs (1 et 2) de la centrale de Bruce qui ont déjà été remis à neuf.
2. FOUNTAIN, H., « On Nuclear Waste, Finland Shows U.S. How It Can Be Done », The New York Times, 9 juin 2017, en ligne, [www.nytimes.com/2017/06/09/science/nuclear-reactor-waste-finland.html].
3. SOCIÉTÉ DE GESTION DES DÉCHETS NUCLÉAIRES, « Study Areas », en ligne, [https://www.nwmo.ca/en/Site-selection/Study-Areas] (consulté le 15 mars 2018).
4. SOCIÉTÉ DE GESTION DES DÉCHETS NUCLÉAIRES, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 27 février 2018.
5. COMMISSION D'EXAMEN CONJOINT, Environmental Assessment Report: Deep Geologic Repository for Low and Intermediate Level Radioactive Waste Project, Ottawa, le 6 mai 2015, p. 54, en ligne, [www.ceaa-acee.gc.ca/050/documents/p17520/101595E.pdf].
6. ONTARIO POWER GENERATION, « What is the Deep Geologic Repository (DGR) », en ligne, [http://opgdgr.com/] (consulté le 20 mars 2018).
7. COMMISSION D'EXAMEN CONJOINT, Environmental Assessment Report: Deep Geologic Repository for Low and Intermediate Level Radioactive Waste Project, Ottawa, le 6 mai 2015, p. xiii, en ligne, [www.ceaa-acee.gc.ca/050/documents/p17520/101595E.pdf]. Lettre du ministère de l'Environnement à Ontario Power Generation, le 18 février 2016, en ligne, [www.ceaa-acee.gc.ca/050/documents/p17520/104964E.pdf].
8. ONTARIO POWER GENERATION, Preliminary Decommissioning Plan – Pickering Generating Stations A & B, décembre 2016, p. 19, en ligne, [www.opg.com/generating-power/nuclear/Documents/P-PLAN-00960-00001_PNGS_PDP.pdf].
9. NUCLEAR ENERGY INSTITUTE, « Decommissioning Nuclear Power Plants », en ligne, [www.nei.org/resources/fact-sheets/decommissioning-nuclear-power-plants] (consulté le 20 mars 2018).
10. MEHLER PAPERNY, A., « Fukushima's ripple effects on nuclear power in Canada », The Globe and Mail, le 7 avril 2011, en ligne, [www.theglobeandmail.com/news/politics/fukushimas-ripple-effects-on-nuclear-power-in-canada/article575784/].
11. NATIONAL DIET OF JAPAN, The official report of the Fukushima Nuclear Accident Independent Investigation Commission, 2012, p. 16, en ligne, [www.nirs.org/wp-content/uploads/fukushima/naiic_report.pdf].
12. COMMISSION CANADIENNE DE SÛRETÉ NUCLÉAIRE, Plan d'action intégré de la CCSN sur les leçons tirées de l'accident nucléaire de Fukushima Daiichi août 2013, en ligne, [www.nuclearsafety.gc.ca/fra/pdfs/reports/FTFR-CNSC-Integrated-Action-Plan.pdf].
13. ONTARIO POWER GENERATION, Application for Renewal of Pickering Nuclear Generating Station Power Reactor Operating Licence, lettre à la Commission canadienne de sûreté nucléaire, le 28 août 2017, partie 2.4.6, en ligne, [www.opg.com/generating-power/nuclear/stations/pickering-nuclear/Documents/P-CORR-00531-05055_PickeringNGS_Licence_Renewal.pdf].
14. MINISTÈRE DE LA SÉCURITÉ COMMUNAUTAIRE ET DES SERVICES CORRECTIONNELS, « Un Ontario mieux préparé aux urgences nucléaires : Lancement de la nouvelle version du Plan provincial d'intervention en cas d'urgence nucléaire », bulletin, le 21 décembre 2017.
15. FERGUSON, R., « Ontario's long-awaited new nuclear emergency plan falls short, Greenpeace says », The Toronto Star, le 28 décembre 2017, en ligne, [www.thestar.com/news/queenspark/2017/12/22/ontarios-long-awaited-new-nuclear-emergency-plan-falls-short-greenpeace-says.html].
16. COMMISSION CANADIENNE DE SÛRETÉ NUCLÉAIRE, Étude des conséquences d'un grave accident nucléaire hypothétique et de l'efficacité des mesures d'atténuation, Ottawa, septembre 2015, tableau 3.2, en ligne, [http://www.nuclearsafety.gc.ca/fra/pdfs/health-studies/Severe-Nuclear-Accident-Study-fra.pdf].
17. C'est seulement après la publication de la version provisoire de l'étude que la CCSN a obligé les exploitants des réacteurs à s'assurer que des comprimés d'iodure de potassium soient distribués à tous les résidents dans un rayon de 10 km des centrales nucléaires; ces comprimés empêchent l'absorption de l'iode radioactif et réduisent donc le risque de cancer de la thyroïde. Auparavant, les comprimés n'étaient disponibles que dans les pharmacies locales et les écoles. OTIS, D., « East end given iodine pills as nuclear disaster precaution », The Toronto Star, le 10 novembre 2015, en ligne, [www.thestar.com/news/gta/2015/11/10/east-end-given-iodine-pills-as-nuclear-disaster-precaution.html].
18. COMMISSION CANADIENNE DE SÛRETÉ NUCLÉAIRE, Étude des conséquences d'un grave accident nucléaire hypothétique et de l'efficacité des mesures d'atténuation, Ottawa, septembre 2015, p. 73, en ligne, [www.nuclearsafety.gc.ca/fra/pdfs/health-studies/Severe-Nuclear-Accident-Study-fra.pdf].
19. Règl. de l'Ont. 353/15, qui modifiait les paiements en vertu de l'article 58.1 de la Loi, Règl. de l'Ont. 53/05. Le paragraphe 12(v) du Règl. de l'Ont. 53/03 oblige la Commission de l'énergie de l'Ontario à accepter la nécessité de la remise à neuf de la centrale de Darlington.
20. BUREAU DE LA RESPONSABILITÉ FINANCIÈRE DE L'ONTARIO, Remise en état des centrales nucléaires : Évaluation des risques financiers du Plan de remise en état des centrales nucléaires, Toronto, Imprimeur de la Reine pour l'Ontario, automne 2017, p. 45, en ligne, [http://www.fao-on.org/web/default/files/publications/Nuc%20Refurb%20nov%202017/Nuclear-Refurb-FR.pdf].
21. Ibid., p. 45. Cette estimation est en dollars de 2017. L'analyse du BRF se fonde sur un prix moyen pondéré pour l'ensemble de la production nucléaire de 2016 à 2064 (pas seulement l'énergie produite par les réacteurs après la remise à neuf, mais aussi l'énergie produite dans cette période par la centrale de Pickering, celle produite par les réacteurs déjà remis à neuf à la centrale de Bruce et celle produite par les réacteurs des centrales de Bruce et de Darlington avant qu'ils ne soient mis à l'arrêt pour les travaux de remise à neuf), ce qui explique pourquoi le coût réel de l'énergie après la remise à neuf serait légèrement plus élevé. Il n'est pas possible de séparer ces coûts et de fournir uniquement le coût estimatif de la production des réacteurs après la remise à neuf (Bureau de la responsabilité financière de l'Ontario, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 8 janvier 2018).
22. Ibid., p. 7.
23. Ibid., p. 24.

24. La Commission de l'énergie de l'Ontario pourrait empêcher OPG de récupérer certains dépassements de coûts auprès des abonnés au réseau d'électricité, mais OPG ferait ainsi des profits moindres, au détriment de la province.

25. BUREAU DE LA RESPONSABILITÉ FINANCIÈRE DE L'ONTARIO, Remise en état des centrales nucléaires : Évaluation des risques financiers du Plan de remise en état des centrales nucléaires, Toronto, Imprimeur de la Reine pour l'Ontario, automne 2017, p. 33, 39-40.

26. Ibid., p. 12.

27. WITTNEBEL, J., « Refurb of Darlington's Unit 2 reactor reaches halfway point », The Oshawa Express, 21 février 2018, en ligne, [oshawaexpress.ca/refurb-of-darlingtons-unit-2-reactor-reaches-halfway-point/].

28. COMMISSION DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO, Decision and Order EB-2016-0152, Ontario Power Generation Inc., Application for payment amounts for the period from January 1, 2017 to December 31, 2021, Toronto, le 28 décembre 2017, p. 46, en ligne, [www.rds.oeb.ca/HPECMWebDrawer/Record/595053/File/document]. (Traduction par le CEO.)

29. Ibid., p. 49. (Traduction par le CEO.)

30. Ibid. (Traduction par le CEO.)

31. Ibid., p. 50. (Traduction par le CEO.)

32. Ibid., p. 51.

33. ONTARIO POWER GENERATION, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 6 février 2018.

34. BUREAU DE LA RESPONSABILITÉ FINANCIÈRE DE L'ONTARIO, Remise en état des centrales nucléaires : Évaluation des risques financiers du Plan de remise en état des centrales nucléaires, Toronto, Imprimeur de la Reine pour l'Ontario, automne 2017, p. 11-12.

35. Ibid., p. 13.

36. COMMISSION DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO, Decision and Order EB-2016-0152, Ontario Power Generation Inc., Application for payment amounts for the period from January 1, 2017 to December 31, 2021, Toronto, le 28 décembre 2017, p. 26, en ligne, [www.rds.oeb.ca/HPECMWebDrawer/Record/595053/File/document].

37. BRUCE POWER L.P. et SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, Amended and Restated Bruce Power Implementation Agreement, le 3 décembre 2015, article 4.11 et exhibit 4.11, en ligne, [www.ieso.ca/-/media/files/ieso/document-library/power-data/supply/amended-and-restated-bruce-power-refurbishment-implementation-agreement.pdf?la=en]. Ces sections du contrat indiquent que le prix contractuel de l'électricité produite par Bruce Power sera ajusté si l'Ontario exerce son option d'annuler certaines des remises à neuf.

38. BUREAU DE LA RESPONSABILITÉ FINANCIÈRE DE L'ONTARIO, Remise en état des centrales nucléaires : Évaluation des risques financiers du Plan de remise en état des centrales nucléaires, Toronto, Imprimeur de la Reine pour l'Ontario, novembre 2017, p. 21.

39. ONTARIO POWER GENERATION, « Request for Acceptance of OPG's Financial Guarantee », lettre à M. LeBlanc, secrétaire de la Commission canadienne de sûreté nucléaire, le 4 août 2017, tableaux 7 et 8, en ligne, [www.opg.com/generating-power/nuclear/Documents/Financial_Guarantee_Commission_Member_Document.pdf].

40. MINISTÈRE DES FINANCES et ONTARIO POWER GENERATION, Ontario Nuclear Funds Agreement, le 1er avril 1999, modifiée le 28 octobre 2004, en ligne, [www.opg.com/about/regulatory-affairs/Documents/2017-2021/OPG_IRR_Issue_8.0_20170210.pdf].

41. OFFICE ONTARIEN DE FINANCEMENT, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 9 mars 2018.

42. COMMISSION CANADIENNE DE SÛRETÉ NUCLÉAIRE, Garantie financière pour le déclassement futur des installations d'Ontario Power Generation Inc. en Ontario, Ottawa, le 11 octobre 2017, en ligne, [http://www.suretenucleaire.gc.ca/fra/the-commission/pdf/RecordofDecision-OPG-FG-f.pdf].

43. Bien entendu, une grande partie de ces coûts sera engagée, peu importe la décision sur la remise à neuf, puisque toutes les installations nucléaires devront un jour ou l'autre être désaffectées et qu'elles ont déjà généré de grandes quantités de déchets à haute activité. La remise à neuf gonflera les coûts marginaux.

44. L'Ontario Nuclear Funds Agreement précise la répartition des responsabilités concernant les obligations de la province et d'Ontario Power Generation. Puisque la province est l'unique actionnaire d'Ontario Power Generation, les Ontariens assumeront le risque d'une manière ou d'une autre.

45. RESSOURCES NATURELLES CANADA, « La Loi sur la responsabilité et l'indemnisation en matière nucléaire », en ligne, [http://www.rncan.gc.ca/energie/uranium-nucleaire/19225] (consulté le 21 mars 2018).

46. BUREAU DE LA RESPONSABILITÉ FINANCIÈRE DE L'ONTARIO, Remise en état des centrales nucléaires : Évaluation des risques financiers du Plan de remise en état des centrales nucléaires, Toronto, Imprimeur de la Reine pour l'Ontario, novembre 2017, p. 49.

47. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, « IESO Announces Results of Competitive Bids for Large Renewable Projects », communiqué de presse, en ligne, [www.ieso.ca/corporate-ieso/media/news-releases/2016/03/ieso-announces-results-of-competitive-bids-for-large-renewable-projects] (consulté le 21 mars 2018).

48. ALBERTA ELECTRIC SYSTEM OPERATOR, « Rep Round 1 Results », en ligne, [www.aeso.ca/market/renewable-electricity-program/rep-round-1-results/] (consulté le 21 mars 2018).

49. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, « Overview of Electricity Trade Agreement Between Quebec and Ontario », présentation, le 10 mai 2017, diapo 5, en ligne, [www.ieso.ca/-/media/files/ieso/document-library/sac/2017/sac-20170510-ontario-hydro-quebec-agreement.pdf?la=en].

50. BUREAU DE LA RESPONSABILITÉ FINANCIÈRE DE L'ONTARIO, Remise en état des centrales nucléaires : Évaluation des risques financiers du Plan de remise en état des centrales nucléaires, Toronto, Imprimeur de la Reine pour l'Ontario, novembre 2017, p. 63-65.

51. MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 28 février 2018.

52. COMMISSAIRE À L'ENVIRONNEMENT DE L'ONTARIO, Élaboration du Plan énergétique à long terme de 2017, Toronto, décembre 2016, p. 25. CANADIAN ENVIRONMENTAL LAW ASSOCIATION et coll., « Application for Request for Review to the Ministry of Energy », onglet B, en ligne, [www.cela.ca/publications/nuclear-reactor-life-extensions-request-review].

53. ONTARIO POWER GENERATION, « Pickering Nuclear Generating Station Power Reactor Operating Licence Application », Toronto, août 2017, p. 36-37, en ligne, [www.opg.com/generating-power/nuclear/stations/pickering-nuclear/Documents/P-CORR-00531-05055_PickeringNGS_Licence_Renewal.pdf].

54. MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE, Plan énergétique à long terme de 2017 de l'Ontario : Garantir l'équité et le choix, Toronto, Imprimeur de la Reine pour l'Ontario, octobre 2017, p. 55.

55. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, Assessment of Pickering Life Extension Options, novembre 2015, diapos 15-19, en ligne, [www.opg.com/about/regulatory-affairs/Documents/2017-2021/F2-02-03_Pickering_Extended_Operations_20161110.pdf].

56. COMMISSION DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO, Ontario Energy Board staff submission, Ontario Power Generation Inc., 2017-2021 Payment Amounts, Ontario Energy Board File no. EB-2016-0152, Toronto, le 19 mai 2017, p. 97, en ligne, [www.rds.oeb.ca/HPECMWebDrawer/Record/571945/File/document].

57. COMMISSION DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO, Decision and Order EB-2016-0152, Ontario Power Generation Inc., Application for payment amounts for the period from January 1, 2017 to December 31, 2021, Toronto, le 28 décembre 2017, p. 58-59, en ligne, [www.rds.oeb.ca/HPECMWebDrawer/Record/595053/File/document].

58. En raison du court délai, elle ferait probablement mieux de le faire avec les infrastructures existantes.

59. Les exportations d'électricité pourraient apporter des avantages régionaux en réduisant les émissions de gaz à effet de serre à l'extérieur de l'Ontario (SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, Assessment of Pickering Life Extension Options, présentation, novembre 2015, diapo 12, en ligne, [www.opg.com/about/regulatory-affairs/Documents/2017-2021/F2-02-03_Pickering_Extended_Operations_20161110.pdf]).

60. La demande de l'Ontario en 2015 et en 2016 était identique, soit 137,0 TWh. (Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, « 2017 Electricity Data », en ligne, [www.ieso.ca/corporate-ieso/media/year-end-data] (consulté le 21 mars 2018)).

61. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, Assessment of Pickering Life Extension Options, présentation, novembre 2015, diapo 8, en ligne, [www.opg.com/about/regulatory-affairs/Documents/2017-2021/F2-02-03_Pickering_Extended_Operations_20161110.pdf].

62. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, Ontario-Quebec Interconnection Capability - A Technical Review, Toronto, mai 2017, p. 30, en ligne, [www.ieso.ca/-/media/files/ieso/document-library/power-data/supply/intertiereport-20170508.pdf?la=en].

63. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, Assessment of Pickering Life Extension Options, présentation, novembre 2015, diapo 5, en ligne, [www.opg.com/about/regulatory-affairs/Documents/2017-2021/F2-02-03_Pickering_Extended_Operations_20161110.pdf].

64. Selon la SIERE, un engagement ferme de 1 250 MW grâce à la puissance existante actuelle de l'interconnexion avec le Québec serait possible (peut-être même de 1 650 MW, soit environ 80 % de la puissance nominale de la centrale de Pickering-B) pour environ 20 millions de dollars majorés du coût des changements opérationnels (SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, Ontario-Quebec Interconnection Capability - A Technical Review, Toronto, mai 2017, p. 23). L'écart restant serait de moins de 400 MW. La réponse à la demande pourrait également combler une partie de cet écart.

65. ONTARIO POWER GENERATION, Submissions of Environmental Defence, Application pursuant to S. 78.1 of the OEB Act for payment amounts for the period January 1 2017 and December 31 2021 – EB-2016-0152, Toronto, mai 2017, p. 11, en ligne, [www.rds.oeb.ca/HPECMWebDrawer/Record/572671/File/document].

L'AVENIR DE L'ÉLECTRICITÉ EN ONTARIO

QUESTION 15

Quelle proportion du réseau d'énergie ontarien doit être électrifiée pour que l'Ontario puisse respecter ses limites juridiques d'émission de gaz à effet de serre?

Une proportion bien plus grande que ce qui est prévu à l'heure actuelle. L'électrification requise pourrait augmenter la demande en électricité de l'Ontario d'un tiers au cours des douze prochaines années. Le Plan énergétique à long terme ignore les obligations climatiques de l'Ontario lorsqu'il planifie que la demande demeurera relativement stable.

Le réseau d'électricité de l'Ontario doit subir une transition majeure, sauf que le plan de la province sur ce réseau (le Plan énergétique à long terme ou le PELT) ne prépare pas le terrain pour cette réalité. À mesure qu'approche 2030, la Loi de 2016 sur l'atténuation du changement climatique et une économie sobre en carbone (la Loi sur le climat) de l'Ontario limitera de plus en plus l'utilisation des combustibles fossiles (p. ex., l'essence, le diesel, le gaz naturel et le mazout). Les limites annuelles de la Loi sur le climat sur les émissions de gaz à effet de serre (GES) exigeront une réduction de 45 % des émissions des combustibles fossiles utilisés à des fins énergétiques au cours des 12 prochaines années.

Comment remplacer ces sources d'énergie? Miser encore plus sur l'économie d'énergie, l'utilisation efficace des combustibles fossiles, l'utilisation directe de l'énergie renouvelable et les sources d'énergie renouvelables faibles en carbone (p. ex., la bioénergie) serait un bon départ, mais ces changements ne suffiront pas. Il sera également nécessaire de procéder à une électrification massive, c'est-à-dire de passer des combustibles fossiles à l'électricité sobre en carbone. Il sera nécessaire d'accroître la capacité de production d'électricité pour y arriver, puisque la consommation d'électricité pourrait devoir augmenter d'environ 35 % d'ici 2030.

Le PELT ne prépare pas l'Ontario à cette transition. Il envisage l'électrification massive (mais insuffisante) de certaines parties du secteur des transports, il néglige celle du chauffage de l'eau et des locaux et il ne planifie pas de nouvelles infrastructures d'approvisionnement en électricité sobre en carbone.

La transition ne sera pas facile. Il sera difficile de motiver cette transition tant et aussi longtemps que les solutions de rechange demeureront plus abordables que l'électricité. Lorsque l'électrification sera une réalité, il sera crucial de gérer la demande en électricité pour chauffer les résidences pendant l'hiver afin d'éviter la montée en flèche des coûts du réseau d'électricité. Il sera également fondamental de veiller à ce que la nouvelle capacité de production d'électricité soit sobre en carbone et intégrée efficacement au réseau d'électricité de l'Ontario afin de respecter les limites de GES et de maintenir les coûts à un certain niveau. Ces points et d'autres enjeux devront faire l'objet d'une analyse approfondie pour que la transition s'effectue sans effets indésirables.

Table des matières

LES FAITS EN DÉTAIL 236

Les lois sur le climat imposeront une diminution de la consommation des combustibles fossiles 336

Comment la consommation de combustibles fossiles peut-elle être réduite? 239

Le Plan énergétique à long terme ne prépare pas l'Ontario à ce futur 240

Scénarios possibles pour respecter les limites sur les émissions de GES de 2030 241

Remarque pour le lecteur 244

Le scénario de la CEO est-il plausible? 245

Transports 245

Chauffage des locaux et de l'eau 246

Conclusion 249

Notes de fin de chapitre 250

Les faits en détail…

Les lois sur le climat imposeront une diminution de la consommation des combustibles fossiles

En 2015, la combustion de combustibles fossiles à des fins énergétiques (surtout les produits pétroliers, comme l'essence, le diesel et le mazout ainsi que le gaz naturel) était responsable de 75 % des émissions de GES de l'Ontario, soit 126 Mt. Cette situation ne peut pas continuer.

À mesure qu'approche 2030, la Loi sur le climat de l'Ontario limitera de plus en plus l'utilisation des combustibles fossiles[i]. Cette loi et ses règlements définissent des limites contraignantes sur le plan juridique pour que les émissions de l'Ontario ne dépassent pas 37 % sous les niveaux d'émissions de GES de 1990 en 2030[1].

La limite de 37 % sous les niveaux d'émissions de GES de 1990 représente environ 115 Mt d'émissions de GES pour la province en entier en 2030 ou environ 31 % sous le niveau des émissions de GES de l'Ontario en 2015. Ces 115 Mt comprennent un plafond de 88,5 Mt liées aux droits d'émission qui seront offerts en 2030 à l'ensemble des émetteurs plafonnés, ce qui comprend les émissions des procédés industriels et de la consommation de produits (voir l'explication ci-dessous) et celles liées à l'utilisation des combustibles fossiles (voir les figures 15.1 et 15.2)[2]. La CEO estime que, en raison du plafond sur les droits d'émission, la demande en électricité sobre en carbone pourrait s'accroître de 35 % d'ici 2030. Même sans programme de plafonnement et d'échange en Ontario, la proposition du gouvernement fédéral sur la taxe minimum obligatoire sur le carbone pourrait à elle seule entraîner une transition similaire.

À mesure qu'approche 2030, la Loi sur le climat de l'Ontario limitera de plus en plus l'utilisation des combustibles fossiles.

Le gouvernement peut commencer à planifier dès maintenant cette transition et veiller à ce qu'elle soit stratégique et à moindre coût, ou il peut attendre que la situation soit vraiment pressante, que les occasions d'effectuer une planification stratégique se raréfient et que les coûts globaux soient vraisemblablement plus importants.

Au moment d'écrire ces lignes, le gouvernement provincial n'a pas planifié cet avenir énergétique sobre en carbone.

[i] Dans cette réponse, la CEO présume que les émetteurs plafonnés de l'Ontario respecteront leurs obligations de conformité avec la quantité maximale de crédits de compensation prévue par la loi et avec les droits d'émission de la province pour le programme de plafonnement et d'échange. En 2030, les émetteurs de l'Ontario ne pourront plus compter sur l'accès aux droits d'émission en surplus de la Californie pour les raisons exposées dans le rapport de la CEO de 2017 sur le changement climatique, Du plan aux progrès (Annexe B).

Quelle proportion du réseau d'énergie ontarien doit être électrifiée pour que l'Ontario puisse respecter ses limites juridiques d'émission de gaz à effet de serre?

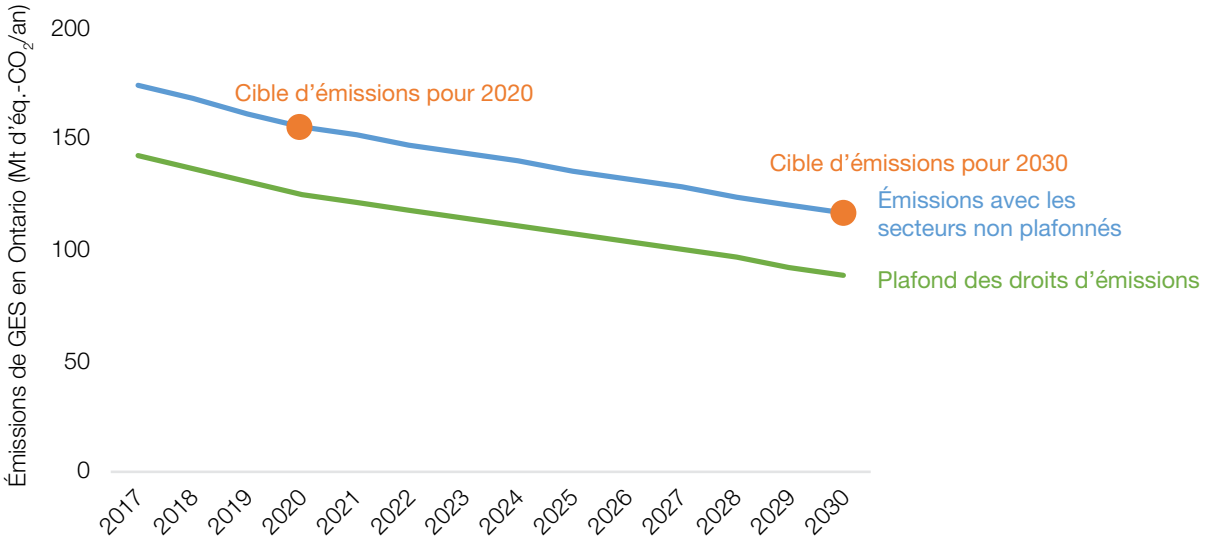


Figure 15.1. Cibles de réduction des émissions, plafond des droits d'émission pour les émetteurs plafonnés et estimation pour les secteurs non plafonnés en Ontario

Source : Voir le paragraphe 6(1) de la Loi de 2016 sur l'atténuation du changement climatique et une économie sobre en carbone pour connaître les cibles de réduction des émissions de l'Ontario; voir l'article 54 du Règlement de l'Ontario 144/16 (Le programme de plafonnement et d'échange) pour connaître le plafond des quotas d'émissions en Ontario jusqu'en 2030.

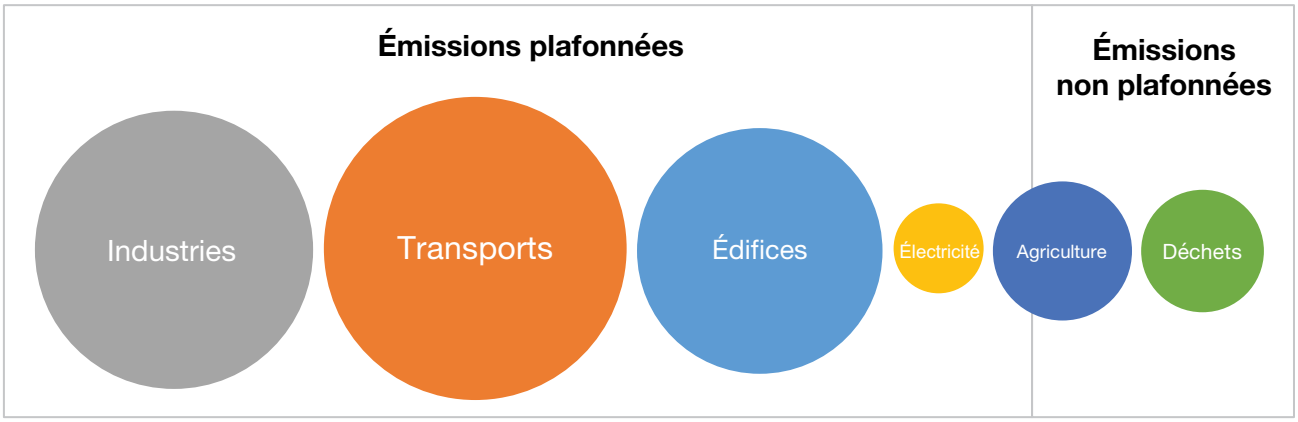


Figure 15.2. Émissions par secteur économique en Ontario, regroupement selon les groupes plafonnés ou non plafonnés en vertu du programme de plafonnement et d'échange de l'Ontario

Remarque : (a) Les « industries » comprennent les émissions liées à la consommation d'énergie, aux procédés industriels et à l'utilisation des produits. (b) Les « transports » et les « édifices » ne comprennent que les émissions liées à la consommation de l'énergie. (c) L'« agriculture » comprend les émissions liées à la consommation d'énergie (plafonnées) ainsi que celles associées au fumier et aux engrais (non plafonnées).

Source : Environnement et Changement climatique Canada, National Inventory Report 1990-2015: Greenhouse Gas Sources and Sinks in Canada, partie 3, tableau a12-7, 2017, p. 82.

Q15

Quelle proportion du réseau d'énergie ontarien doit être électrifiée pour que l'Ontario puisse respecter ses limites juridiques d'émission de gaz à effet de serre?

Certaines des émissions plafonnées de l'Ontario, soit environ 22 Mt en 2015, proviennent des procédés industriels (p. ex., les émissions de CO_2 issues de la transformation du calcaire en chaux dans la fabrication du ciment) et de l'utilisation des produits (p. ex., les solvants). À l'heure actuelle, il existe quelques options rentables pour réduire les émissions industrielles non liées à la combustion[3]. Les émissions annuelles issues des procédés industriels et de l'utilisation de produits pourraient donc ne pas chuter beaucoup d'ici 2030, car la hausse des émissions associée à la croissance économique fera contrepoids aux petites réductions possibles là où les occasions se présentent.

La soustraction de ces 22 Mt du plafond de 88,5 Mt ne laisserait qu'environ 66,5 Mt de quotas d'émission pour toutes les autres sources plafonnées en Ontario en 2030, notamment tous les combustibles fossiles utilisés aux fins d'énergie. Les fournisseurs ontariens de combustibles fossiles jouiront d'une meilleure souplesse, puisqu'ils pourront utiliser les crédits de compensation (et possiblement certains quotas de l'extérieur du marché de l'Ontario) pour respecter jusqu'à 8 % de leurs obligations de conformité. En tout, les émetteurs pourront utiliser les crédits de compensation, jusqu'à concurrence de 7 Mt d'émissions, pour augmenter la limite des émissions auxquelles ils ont droit.

88,5 Mt ⇢ **Plafond sur les émissions de GES pour 2030**

-22 Mt ⇢ **Émissions présumées stables issues des procédés industriels et de la consommation des produits**

≈ 66,5 Mt ⇢ **Droits d'émissions de GES maximum pour 2030 liés à la consommation de combustibles fossiles (jusqu'à 7 Mt en crédits de compensation)**

	Émissions de GES de 2015		Limite pour 2030
Émissions issues des combustibles fossiles : **(gaz naturel, essence, diesel, mazout)**	**126 Mt**	⇢	**66,5-73,5 Mt**

Les 66,5 Mt représentent environ la moitié des émissions relâchées par la consommation des combustibles fossiles en 2015, et il ne reste que 12 ans avant d'arriver en 2030. On s'attend à ce que la population de l'Ontario augmente d'environ 13 % durant cette période[4].

La CEO estime que l'Ontario pourrait devoir réduire les émissions de GES de son réseau d'électricité (y compris celles liées au transport et au chauffage) d'environ 45 % au cours des 12 prochaines années (voir la figure 15.3); ce sujet sera abordé de nouveau ci-dessous. La cible de réduction des émissions de GES pour 2050 de 80 % par rapport aux niveaux de 1990 s'appuie sur une diminution encore plus substantielle des émissions de GES du réseau d'électricité et exigera de profonds changements au cours des 20 prochaines années. Nous devons commencer à planifier ces changements dès maintenant.

L'Ontario pourrait devoir réduire les émissions de GES de son réseau d'électricité (y compris celles liées au transport et au chauffage) d'environ 45 % au cours des 12 prochaines années.

Quelle proportion du réseau d'énergie ontarien doit être électrifiée pour que l'Ontario puisse respecter ses limites juridiques d'émission de gaz à effet de serre?

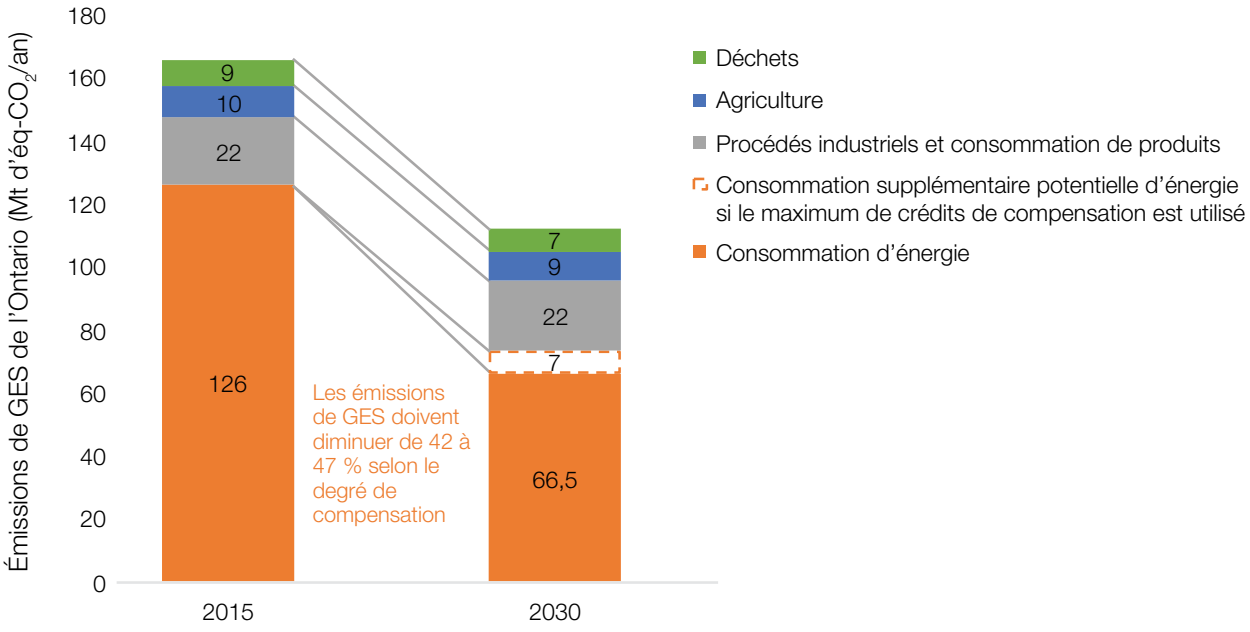


Figure 15.3. Comparaison entre les émissions par secteur en 2015 en Ontario et celles requises par secteur pour respecter à la fois les exigences du programme de plafonnement et d'échange et la cible de réduction des émissions de GES pour 2030

Remarque : Dans le scénario de 2030, il est présumé que les émissions des procédés industriels et de la consommation des produits demeureront stables et que les secteurs des déchets et de l'agriculture atteindront le maximum des réductions potentielles décrites dans le Projet Trottier pour l'avenir énergétique (interpolation linéaire pour 2030)[5]. Le scénario suppose que l'Ontario atteindra sa cible de réduction des émissions de 2030 en réduisant les émissions provinciales (ce qui comprend un maximum de crédits de compensation pour 7 Mt d'émissions). Toutefois, le programme de plafonnement et d'échange ontarien autorise l'obtention de droits d'émission et de crédits de compensation issus de la réduction des émissions à l'extérieur de la province.

Source : Analyse de la CEO, d'après des données (1) d'Environnement et Changement climatique Canada, National Inventory Report 1990-2015: Greenhouse Gas Sources and Sinks in Canada, 2017, (2) du paragraphe 6(1) de la Loi de 2016 sur l'atténuation du changement climatique et une économie sobre en carbone et (3) du Projet Trottier pour l'avenir énergétique.

Comment réduire les émissions des combustibles fossiles de façon radicale en si peu de temps?

Comment la consommation de combustibles fossiles peut-elle être réduite?

Comment réduire les émissions des combustibles fossiles de façon radicale en si peu de temps? Il serait utile de miser encore plus sur l'économie d'énergie, sur l'utilisation efficace des combustibles fossiles et sur la consommation accrue d'énergie renouvelable (p. ex., la bioénergie)[6]. Toutefois, ces mesures ne suffiront vraisemblablement pas sans un remplacement considérable des combustibles par l'électricité sobre en carbone, parce que :

- le potentiel technique de l'économie de gaz naturel est limité[7];
- le potentiel est limité en ce qui concerne l'amélioration de l'efficacité de la consommation d'essence et de diesel dans les transports, car les technologies actuelles s'approchent des limites techniques des moteurs à combustion interne[8];
- bien des moteurs à combustion interne actuellement utilisés pour les transports ont un potentiel limité quant à la teneur élevée en biocarburants courants (p. ex., l'éthanol et le biodiesel)[9];

Quelle proportion du réseau d'énergie ontarien doit être électrifiée pour que l'Ontario puisse respecter ses limites juridiques d'émission de gaz à effet de serre?

- il est difficile d'intensifier le recours à d'autres formes de carburants renouvelables sobres en carbone (p. ex., le gaz naturel et le diesel renouvelables) pour remplacer une proportion importante de la consommation de combustibles fossiles étant donné que les sources potentielles d'approvisionnement sont petites ou ont des répercussions environnementales et sociétales néfastes[10];
- il n'est pas possible d'intensifier les utilisations directes de l'énergie renouvelable, comme le chauffage solaire passif (p. ex., les utilisations qui excluent la production d'électricité renouvelable), pour répondre aux besoins actuels des édifices existants (surtout l'hiver).

En revanche, l'Ontario pourrait fortement intensifier son approvisionnement en électricité sobre en carbone, mais cette solution comporterait son lot de difficultés, notamment :

- encourager l'adoption de l'électricité malgré son coût;
- gérer les pointes hivernales associées à la consommation d'électricité supplémentaire pour chauffer les locaux;
- trouver des sites adéquats sur le plan environnemental pour produire de l'électricité (Q10)
- veiller à ce que la nouvelle production d'électricité sobre en carbone (et toute mise à niveau connexe pour le transport de l'énergie) soit aussi efficace que possible pour diminuer les coûts pour les abonnés.

Le Plan énergétique à long terme de 2017 de l'Ontario aurait dû explorer les voies que la province pourrait suivre pour suffisamment réduire sa consommation de combustibles fossiles pour se conformer aux contraintes juridiques de la Loi sur le climat.

Le Plan énergétique à long terme ne prépare pas l'Ontario à ce futur

Le Plan énergétique à long terme (PELT) de 2017 de l'Ontario aurait dû explorer les voies que la province pourrait suivre pour suffisamment réduire sa consommation de combustibles fossiles pour se conformer aux contraintes juridiques de la Loi sur le climat et s'arrêter sur un plan pour y arriver. Le ministère de l'Énergie a plutôt choisi d'ignorer le problème.

Comme abordé à la partie Q13, le PELT est un document de politique d'une importance cruciale. Pour le gouvernement, il s'agit d'« une feuille de route du système énergétique de la province pour les 20 prochaines années »[11]; il fournit donc des renseignements essentiels aux entreprises, au secteur parapublic et à l'appareil gouvernemental provincial. Il s'agit du seul document qui décrit les politiques énergétiques provinciales globales à long terme. Le PELT est mis à jour aux trois ou quatre ans, et il devrait notamment tenir compte des avancées technologiques, de l'évolution des politiques gouvernementales, des données mises à jour sur la consommation d'énergie et des prévisions de l'offre et la demande.

En 2016, la province a publié deux documents d'information au sujet du PELT de 2017, un au sujet d'un rapport sur le réseau d'électricité (Ontario Planning Outlook) et l'autre sur les autres sources d'énergie du réseau d'électricité (Fuels Technical Report). Chacun de ces documents présentait une analyse de plusieurs scénarios de demande à venir et de leurs émissions de GES[12]. La CEO s'est penchée sur les conséquences de ces différents scénarios relativement aux cibles d'émissions de GES de l'Ontario dans le document Élaboration du Plan énergétique à long terme de 2017[13]. Seule la combinaison des scénarios de réduction des émissions de GES les plus ambitieux des deux documents (lesquels présument que l'Ontario compterait 2,4 millions de VE d'ici 2035 et qu'elle électrifierait la majeure partie du chauffage et une partie du secteur industriel) permettrait au secteur de l'énergie de l'Ontario d'atteindre une part proportionnelle des

réductions des émissions de GES en 2030 (soit environ 31 % sous les émissions de 2015)[14]. Cependant, comme il en a été question ci-dessus, le secteur de l'énergie devra en réalité diminuer ses émissions de 42 à 47 % d'ici 2030, une quantité considérablement supérieure à sa part proportionnelle des réductions, car certaines autres sources d'émissions de GES (p. ex., les émissions des procédés industriels et de l'utilisation des produits) ne peuvent pas tellement être réduites.

Le PELT de 2017 n'a pas exploré ce qui serait nécessaire pour que le secteur ontarien de l'énergie réduise ses émissions annuelles de 31 %, encore moins ce qui est en réalité nécessaire (au moins 42 %), d'ici 2030. Le gouvernement n'a pas non plus favorisé la tenue d'un débat public éclairé sur le sujet lors de l'élaboration du plan. Le PELT n'a pas révélé les données ni les suppositions sur lesquelles il se fonde avant 5 mois après sa publication. Plus important encore, il n'a pas fourni non plus (et il ne le fait toujours pas) les prévisions sur les émissions de GES ou sur l'énergie pour le secteur de l'énergie dans son ensemble. En raison du manque de données sur les sources d'énergie autres que l'électricité, il n'est pas possible de comparer les émissions prévues dans le PELT pour le secteur de l'énergie dans son ensemble aux scénarios des documents d'information, mais il semble que la réalité se situerait quelque part entre les deux scénarios intermédiaires des deux rapports (scénarios B et C). Les deux scénarios affichent des émissions plus élevées que les émissions plafonnées de l'Ontario.

Le PELT est loin d'atteindre la réduction des émissions de GES que le secteur de l'énergie doit engendrer.

Ainsi, le PELT est loin d'atteindre la réduction des émissions de GES que le secteur de l'énergie doit engendrer.

Scénarios possibles pour respecter les limites sur les émissions de GES de 2030

Comme le PELT a échoué à évaluer quelle trajectoire l'Ontario suivra pour suffisamment réduire sa consommation de combustibles fossiles liée à la production d'énergie pour se conformer à sa Loi sur le climat, la CEO a illustré l'ampleur du défi en modélisant deux scénarios possibles conformes à la Loi. Ce scénario montre que, pour atteindre les limites des émissions de GES pour 2030 inscrites dans la Loi, l'Ontario devra répondre à ses demandes énergétiques par l'électrification sobre en carbone massive et l'utilisation accrue de l'économie d'énergie et des énergies renouvelables (en supposant que la technologie de stockage et de captage du carbone ne connaisse pas des avancées spectaculaires). D'autres scénarios sont possibles, notamment des scénarios qui s'appuient sur l'intensification de l'économie d'électricité et de l'utilisation des énergies renouvelables; la province doit analyser ces options avec rigueur.

Comme il en a été question dans les autres chapitres, l'économie d'énergie peut être l'option la moins dispendieuse (Q19) et la plus respectueuse de l'environnement (Q10) pour répondre aux hausses de la demande en électricité; dans ce cas, cette option devrait être la priorité dans la planification du réseau d'électricité.

Le scénario susceptible de se conformer à la Loi présenté à la figure 15.4 montre une façon grâce à laquelle l'Ontario pourrait atteindre sa cible de réduction des émissions de GES pour 2030, soit en combinant l'économie d'énergie, les énergies renouvelables et l'électrification. Ce constat est fondé sur les calculs de la CEO voulant que le secteur de l'énergie de l'Ontario (à la fois les sources d'énergie et la production d'électricité) relâche tout au plus 73,5 Mt d'émissions de GES en 2030. Ce calcul est fondé sur les mêmes suppositions que celles de la figure 15.3, notamment :

- le plafond des droits d'émission est établi à 88,5 Mt pour cette année, d'après le Règl. de l'Ont. 144/16

Q15

Quelle proportion du réseau d'énergie ontarien doit être électrifiée pour que l'Ontario puisse respecter ses limites juridiques d'émission de gaz à effet de serre?

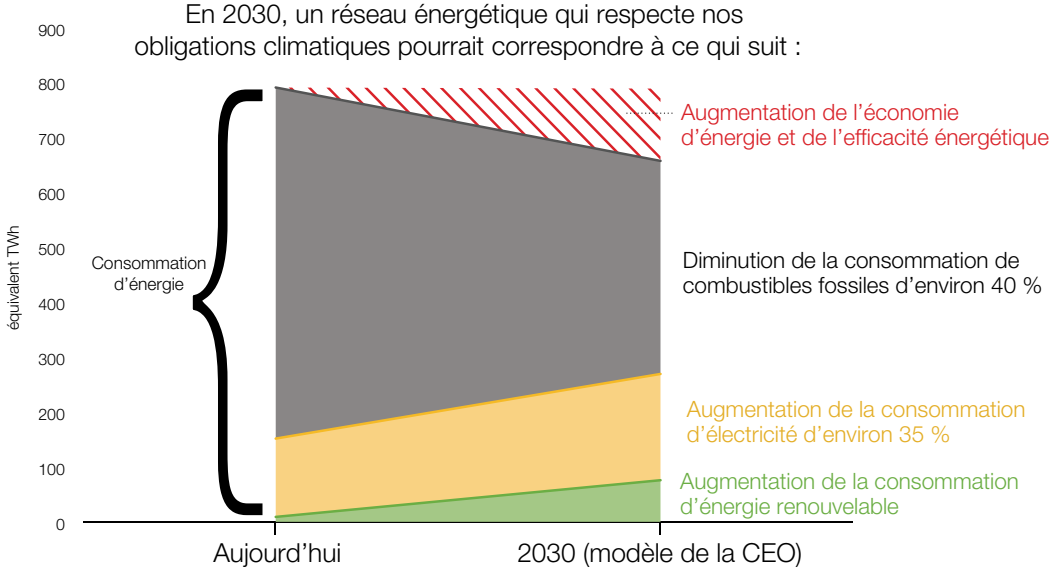
- moins 22 Mt pour les émissions liées aux procédés industriels et à l'utilisation des produits
  - (en supposant qu'elles demeureront à ces niveaux [22 Mt] jusqu'en 2030 puisque les hausses entraînées par la croissance économique seront contrebalancées par de petites réductions dans l'intensité des émissions pour certains usages)
- ce qui laisse environ 66,5 Mt en droits d'émission pour le secteur de l'énergie
- plus jusqu'à 7 Mt en crédits de compensation
  - (les émetteurs plafonnés peuvent utiliser des crédits de compensation pour répondre à 8 % de leurs obligations de conformité (soit 7 Mt), de sorte que si le secteur de l'énergie utilise tous les crédits de compensation possibles, les émissions se chiffreraient à environ 73,5 Mt en 2030).

En 2015, le secteur de l'énergie de l'Ontario a relâché environ 126 Mt; ainsi, un objectif de 73,5 Mt en 2030 signifie une réduction de 42 %.

Le point de départ du scénario susceptible de se conformer à la Loi de la figure 15.4 est une combinaison du scénario F du rapport Fuels Technical Report et du scénario D du rapport Ontario Planning Outlook. Ensemble, ces deux scénarios supposent des degrés élevés d'économies d'énergie (à la fois des combustibles fossiles et de l'électricité), d'adoption du transport en commun, des combustibles de substitution (gaz naturel renouvelable, biodiésel, etc.) et une électrification modérée, mais sobre en carbone (voitures électriques, chauffage des locaux). Ils engendreraient 92 Mt d'émissions en 2030 dans le secteur de l'énergie (87 Mt des combustibles et 5 Mt de la production d'électricité). Ce résultat dépasse les émissions maximales permises pour le secteur de l'énergie en 2030 d'au moins 19 Mt. Afin de respecter la limite des émissions de GES susmentionnée (soit 73,5 Mt), le scénario de la figure 15.4 suppose que d'autres réductions des émissions devront être réalisées en 2030 par une combinaison des options suivantes :

- **Économie des combustibles :** doubler les mesures d'économie d'énergie présumées dans le scénario F du rapport Fuels Technical Report (améliorer l'isolation des résidences, davantage de transport en commun, etc.);
- **Économie d'électricité :** 7 TWh supplémentaires par année dans la demande en électricité (soit environ 5 % de la demande globale[15]) qui s'ajoutent à la cible actuelle d'économie d'électricité de l'Ontario;
- **Électrification :** [16]
  - une consommation en carburants de transport d'une valeur de 12 TWh supplémentaires par année[17],
  - 17 TWh supplémentaires par année en gaz naturel consommé pour chauffer les locaux résidentiels et commerciaux[18].

En 2030, un réseau énergétique qui respecte nos obligations climatiques pourrait correspondre à ce qui suit :



Dans ce scénario, la demande annuelle en électricité en 2030 est de 194 TWh : 29 TWh d'une électrification supplémentaire, moins 7 TWh d'économie d'énergie supplémentaire font une augmentation nette de 22 TWh, en surcroît des 172 TWh des scénarios les plus ambitieux de réduction des émissions de GES pris en compte dans les rapports techniques du PELT. Ces 194 TWh en 2030 représentent une hausse d'environ un tiers par rapport aux prévisions du PELT pour 2030 établies à 145 TWh en 2030.

L'augmentation de l'offre pour répondre à la demande est bien à la portée de l'industrie ontarienne de l'électricité si la planification et le développement commencent dès maintenant. Il sera peut-être plus ardu de convaincre les entreprises et les consommateurs de l'Ontario d'acheter suffisamment de thermopompes et de véhicules électriques.

Dans ce scénario, la demande annuelle en électricité en 2030 est de 194 TWh une hausse d'environ un tiers par rapport aux prévisions du PELT pour 2030.

Le PELT en vigueur, les plus ambitieux scénarios gouvernementaux de planification et le scénario susceptible de se conformer à la Loi de la CEO sont présentés dans la figure 15.4 (consommation d'énergie) et la figure 15.5 (émissions).

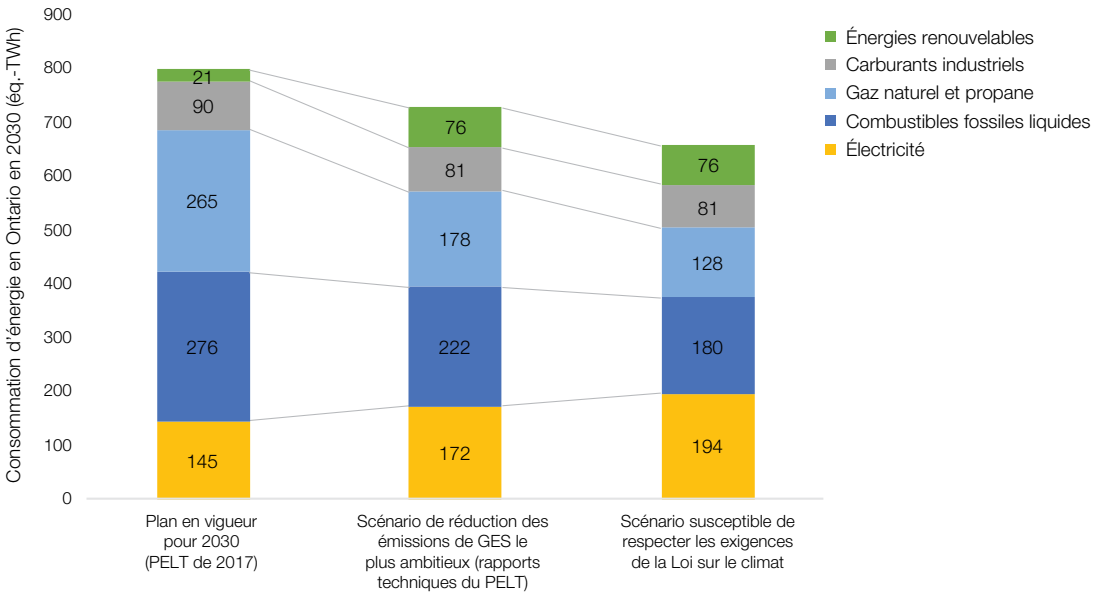


Figure 15.4. Scénarios pour 2030 sur la consommation d'énergie en Ontario : (1) le PELT de 2017, (2) le plus ambitieux scénario de réduction des émissions de GES pris en compte dans les rapports techniques du PELT et (3) le scénario de la CEO susceptible de se conformer à la Loi et de respecter les exigences de la Loi sur le climat.

Remarques : Puisque seul le secteur de l'électricité est pris en compte dans le PELT de 2017, il est présumé dans le plan actuel pour 2030 que les autres carburants demeurent les mêmes (conformément au scénario B du rapport Fuels Technical Report), sauf pour une petite diminution dans la consommation des combustibles fossiles liquides pour tenir compte des hypothèses du PELT de 2017 sur l'électrification. Le scénario le plus ambitieux de réduction des émissions de GES est une combinaison du scénario D du rapport Ontario Planning Outlook (électricité) et du scénario F du rapport Fuels Technical Report.

Source : Analyse de la CEO.

Q15

Quelle proportion du réseau d'énergie ontarien doit être électrifiée pour que l'Ontario puisse respecter ses limites juridiques d'émission de gaz à effet de serre?

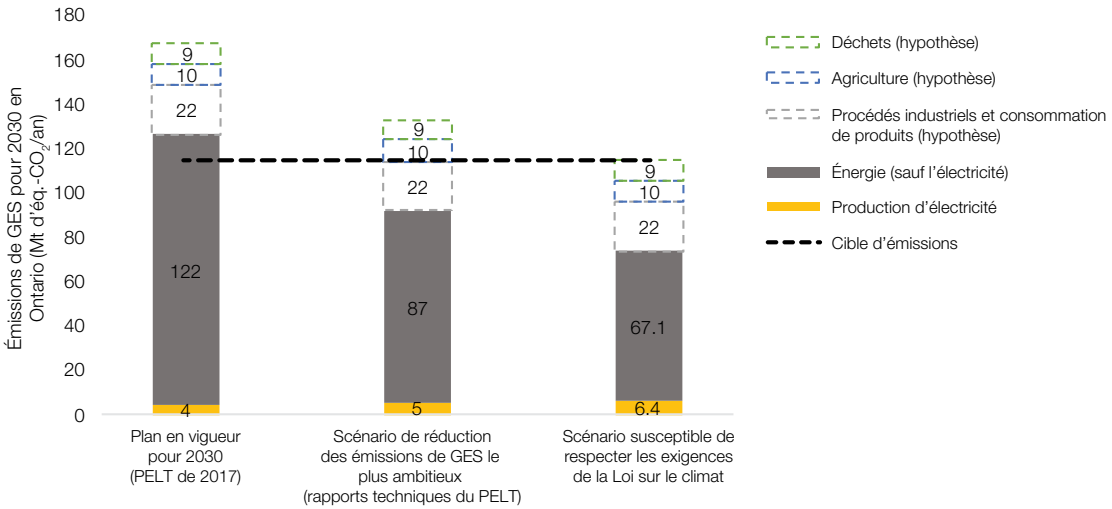


Figure 15.5. Scénarios sur les émissions de GES en Ontario en 2030 : (1) le PELT de 2017, (2) le plus ambitieux scénario de réduction des émissions de GES pris en compte dans les rapports techniques du PELT et (3) le scénario de la CEO susceptible de se conformer à la Loi et de respecter les exigences de la Loi sur le climat.

Remarque : Les prévisions des émissions des procédés industriels et de la consommation des produits, de l'agriculture et des déchets sont fondées sur les constats du projet Trottier pour l'avenir énergétique . En ce qui a trait à l'énergie (électricité exclue) et à la production d'électricité, le PELT de 2017 est fondé sur la combinaison de l'analyse sur l'électricité du PELT de 2017 et du scénario B du rapport Fuels Technical Report. Le scénario le plus ambitieux de réduction des émissions de GES est une combinaison du scénario D du rapport Ontario Planning Outlook et du scénario F du rapport Fuels Technical Report.

Source : Analyse de la CEO.

Le PELT de 2017 ne planifie pas les bons degrés d'électrification.

Cet exercice de modélisation met clairement en évidence que le PELT de 2017 ne planifie pas les bons degrés d'électrification :

- le PELT suppose 2,4 millions de véhicules électriques qui consommeraient 8 TWh d'électricité par année d'ici 2035; le scénario de la CEO susceptible de se conformer à la Loi suppose qu'il s'agira plutôt de trois fois ces quantités en 2030;
- bien que le PELT fasse mention des thermopompes électriques et de leur possible contribution à la réduction de la consommation de combustibles fossiles pour chauffer l'eau et les locaux, il ne planifie aucune augmentation connexe dans la demande en électricité.

Remarque pour le lecteur

Il ne s'agit que d'un des scénarios possibles. **Ce scénario ne comprend pas une analyse des coûts ou de la faisabilité; il est fourni à titre conceptuel seulement.** D'autres scénarios susceptibles de respecter la Loi pourraient et devraient être pris en compte. Toutefois, tout scénario qui indique une croissance moindre dans la demande en électricité devra aussi supposer un accroissement proportionnel de l'économie de carburants ou de la consommation d'électricité. Les recherches de la CEO suggèrent que toute utilisation accrue des carburants de substitution au-delà de celle qui est présumée dans le scénario F du rapport Fuels Technical Report porterait atteinte à l'environnement[20]. La nécessité de répandre l'électrification serait encore plus criante si les prévisions sur l'économie d'énergie et l'utilisation accrue des carburants de substitution ne s'avèrent pas.

Le scénario de la CEO est-il plausible?

L'Ontario dispose d'au moins deux occasions majeures pour adopter massivement l'électricité au détriment des combustibles fossiles :

- le transport par véhicules de tourisme;
- le chauffage des locaux et de l'eau[21].

L'électrification du secteur industriel n'est pas abordée ci-dessous, car elle nécessite une analyse détaillée, complexe et spécifique au secteur. Une bonne partie de l'empreinte carbonique industrielle découle des réactions liées aux procédés de transformation et de transformation à haute température connexe, éléments qui ne peuvent pas facilement être électrifiés[22]. Par contre, un certain potentiel d'électrification existe au sein du secteur industriel pour chauffer l'eau et des locaux à moins haute température[23].

L'Ontario dispose d'au moins deux occasions majeures pour adopter massivement l'électricité au détriment des combustibles fossiles.

Transports

Le secteur des transports constitue la plus grande source d'émissions de gaz à effet de serre en Ontario (39 % en 2015); il a connu une augmentation en moyenne de 1,4 % par année depuis 1990[24]. Dans ce secteur, les véhicules de tourisme constituent à eux seuls la plus importante source d'émissions de gaz à effet de serre en Ontario (21 % des émissions totales de 2015), quoique les émissions du transport de marchandises connaissent la croissance la plus rapide[25].

Il est supposé dans le Plan énergétique à long terme de 2017 qu'il y aura 2.4 millions de VE sur les routes de l'Ontario d'ici 2035[26]. Cette supposition signifie que d'ici 2035, environ 25 % de toutes les voitures et de tous les camions et autres véhicules sur la route[27] et 50 % des nouveaux véhicules vendus seront électriques. Il est à noter qu'il ne s'agit que d'une supposition, non pas une cible officielle, et que l'Ontario n'a pas de plan pour y arriver. Le modèle de la CEO suggère que ce degré de planification de l'électrification des transports doit tripler. (Par comparaison, les VE ne représentent que 1,6 % des nouvelles ventes de véhicules en 2017[28], malgré les subventions qui rendent déjà l'achat d'un VE alléchant, surtout pour ceux qui parcourent de longues distances ou qui gardent leur voiture plus de 5 ans.)

Les subventions rendent déjà l'achat d'un VE alléchant.

La seule cible officielle de la province relativement aux VE est que 5 % des nouveaux véhicules vendus soient propulsés à l'électricité ou à l'hydrogène d'ici 2020[29]. Il est évident qu'une cible plus ambitieuse est nécessaire à long terme.

L'électrification des transports est reconnue partout sur la planète comme une bonne politique publique et constitue une caractéristique prédominante de l'engagement des pays qui ont ratifié l'Accord de Paris. De nombreux pays ont annoncé qu'ils interdiront complètement la vente de véhicules à essence ou au diesel; certains, aussi tôt que 2025, d'autres, d'ici 2040[30]. Ces interdictions prévues sont motivées par les cibles climatiques nationales et les objectifs d'amélioration de la santé et de réduction de la pollution atmosphérique locale. Les véhicules alimentés aux combustibles fossiles constituent une cause majeure de pollution atmosphérique urbaine. Conséquemment, d'autres pays ont atteint un taux de pénétration des VE sur le marché plus élevé que celui de l'Ontario. Par exemple, en 2017, 39 % des nouveaux véhicules vendus en Norvège étaient des véhicules électriques rechargeables; si l'on tient compte des véhicules hybrides, le pourcentage grimpe à 52 %[31].

Les véhicules électriques pourraient aussi constituer d'importantes occasions pour équilibrer le réseau. Par

exemple, si les VE se rechargent durant les périodes de faible demande (p. ex., la nuit), ils peuvent utiliser de façon productive les surplus d'électricité propre de l'Ontario pendant les périodes de faible demande (Q16). La quantité d'électricité dont la production a été arrêtée en 2017 en raison du manque de demande était suffisante pour propulser les 2,4 millions de VE prévus; le gouvernement de l'Ontario s'est engagé à offrir quatre ans de recharge nocturne gratuite[32]. Les VE pourraient également servir à stocker l'électricité pour les résidences ou le réseau, quoique cette pratique puisse réduire la durée de vie des très coûteuses batteries de ces véhicules (Q16)[33]. En Ontario, l'exploitant du réseau d'électricité et les entreprises locales de distribution d'électricité travaillent sur la façon de gérer cette nouvelle et complexe relation, mais en général, il semble que les VE peuvent apporter un bénéfice net au réseau électrique[34].

L'électrification du chauffage des édifices est cruciale.

Chauffage des locaux et de l'eau

La Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE) de l'Ontario a déterminé que le chauffage des locaux et de l'eau a le potentiel quantitatif d'électrification le plus grand[35]. Malgré ce fait, les prévisions du PELT de 2017, même s'il est question du chauffage au moyen des combustibles de substitution sobres en carbone à plusieurs endroits dans le document, ne semblent pas présumer d'une électrification considérable du chauffage au-delà des engagements à court terme minimums du Plan quinquennal d'action contre le changement climatique[36].

Les édifices génèrent environ 22 % des émissions de GES de l'Ontario, lesquelles sont principalement causées par la consommation de gaz naturel pour chauffer les locaux et l'eau[37]. En 2015, trois rapports d'experts destinés au gouvernement canadien indiquent que l'électrification du chauffage des édifices est cruciale pour réussir à obtenir un réseau d'énergie aux faibles émissions[38]. Cette situation est particulièrement vraie en Ontario, car la province a un ratio plus élevé que la plupart des autres provinces pour ce qui est de l'utilisation de gaz naturel par rapport à l'électricité pour chauffer les locaux et l'eau (Q8), en plus d'avoir un profil d'approvisionnement en électricité sobre en carbone.

Puisque les thermopompes peuvent à la fois remplacer les chaudières et aussi climatiser les locaux, leur coût initial peut être comparable (au moins celui des thermopompes à air; les coûts initiaux des thermopompes géothermiques sont plus élevés, mais leur exploitation est moins coûteuse, parce qu'elles sont plus efficaces)[39]. La climatisation peut sembler de plus en plus attrayante pour les propriétaires et les entreprises en raison des vagues de chaleur qui se font de plus en plus fréquentes. Le gouvernement de l'Ontario subventionne aussi certains coûts d'investissement pour les thermopompes électriques des résidences chauffées au propane, au mazout ou à l'électricité par l'entremise du Fonds pour un Ontario vert et des programmes d'économie d'électricité (ONenergy). Cependant, les maisons chauffées au gaz naturel (de loin la part la plus grande du chauffage des locaux) ne sont pas admissibles à l'heure actuelle aux mesures incitatives pour adopter la thermopompe à air[40]. Par conséquent, l'électrification du chauffage sera sans doute plus difficile que celle des véhicules électriques, en particulier pour les résidents sans fonds ou les locataires qui n'ont pas la permission d'apporter des changements.

Les coûts associés à l'utilisation d'une thermopompe électrique sont élevés par comparaison à ceux du chauffage au gaz naturel. Même si les thermopompes consomment habituellement moins de la moitié de l'énergie des chaudières au gaz naturel pour chauffer les locaux, le prix de l'électricité est bien plus du double

de celui du gaz naturel (bien que la différence de prix ne soit pas aussi grande pendant les heures hors pointe, et le Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables a réduit davantage cet écart (Q8), voir la figure 15.6[41]. Les thermopompes sont déjà concurrentielles par rapport aux méthodes de chauffage moins efficaces, soit le mazout, le propane et les plinthes électriques[42], surtout lorsque les édifices sont conçus pour être écoénergétiques.

Les thermopompes peuvent aussi climatiser les locaux, ce qui peut être de plus en plus attrayant étant donné que les vagues de chaleur en été se font de plus en plus fréquentes.

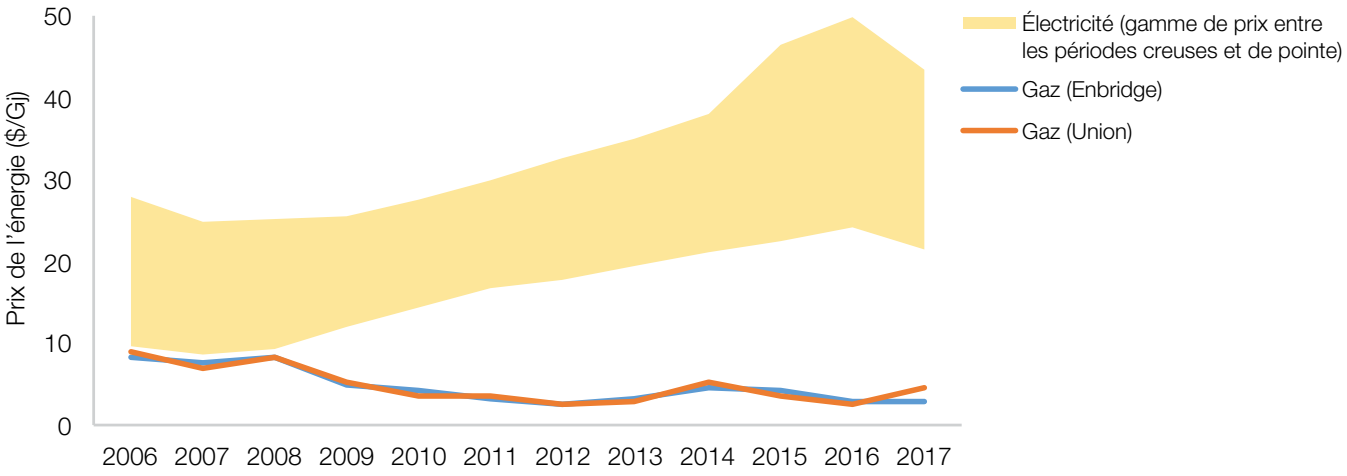


Figure 15.6. Comparatif des prix récents de l'électricité et du gaz naturel en Ontario

Remarque : Les tarifs n'incluent pas les frais de livraison. Union Gas inclut les frais de transport depuis janvier 2017.

Source : Commission de l'énergie de l'Ontario, « Historical natural gas and electricity rates », en ligne, [www.oeb.ca/rates-and-your-bill/natural-gas-rates/historical-natural-gas-rates] (consulté en décembre 2017).

Q15

Quelle proportion du réseau d'énergie ontarien doit être électrifiée pour que l'Ontario puisse respecter ses limites juridiques d'émission de gaz à effet de serre?

La tarification du carbone peut favoriser le remplacement des sources d'énergie actuelles par d'autres sources plus sobres en carbone[43]. Toutefois, les prix du carbone prévus dans le programme de plafonnement et d'échange de l'Ontario sont trop bas pour cesser de fuir l'électricité comme source d'énergie pour le chauffage des locaux, encore moins pour favoriser le remplacement des sources de combustibles par l'électricité[44]. On prévoit que la tarification du carbone augmentera le prix du gaz naturel de moins de 1 $/GJ d'ici 2020. À l'heure actuelle, l'électricité coûte environ 30 $/GJ en moyenne; le gaz naturel, environ 5 $/GJ (voir la figure 15.6). Autrement dit, il est invraisemblable que les prix actuels du carbone à eux seuls rendent attrayant sur le plan financier le remplacement des sources d'énergie actuelles par l'électricité pour chauffer les locaux.

Un deuxième obstacle au chauffage électrique (si la gestion n'est pas prudente) concerne le réseau d'électricité. La consommation d'électricité pour le chauffage serait surtout concentrée lors des mois les plus froids de l'année, ce qui pourrait accroître la consommation d'électricité en Ontario dans les périodes de pointe. Comme l'Ontario utilise à l'heure actuelle l'électricité au gaz naturel pour répondre à la demande en période de pointe, les émissions pourraient s'intensifier. Les technologies actuelles, comme les thermostats intelligents et le stockage thermique (p. ex., les radiateurs en céramique), sont en partie capables de réduire la demande de pointe, et par le fait même, le recours aux centrales au gaz naturel. Ces technologies peuvent aider à répartir la charge de chauffage tout au long de la journée. La conversion du chauffage au gaz naturel à celui à l'électricité issue des centrales au gaz naturel n'aurait que peu d'avantages sur le plan des émissions de GES et serait assortie d'un coût élevé, alors il est important que la production d'électricité supplémentaire soit sobre en carbone.

Comment répondre à la demande hivernale supplémentaire d'électricité sans intensifier la production d'électricité au gaz naturel? Une des options serait d'utiliser les chaudières au gaz naturel comme chauffage d'appoint seulement lors des jours les plus froids, soit lorsque la demande d'électricité est à son point le plus élevé et que l'efficacité des thermopompes est moindre. Le reste de la charge du chauffage (et de la climatisation) serait couvert par de petites thermopompes complémentaires qui fourniraient la majeure partie de l'énergie nécessaire pendant l'année au moyen d'électricité sobre en carbone (voir figure 15.7)[45].

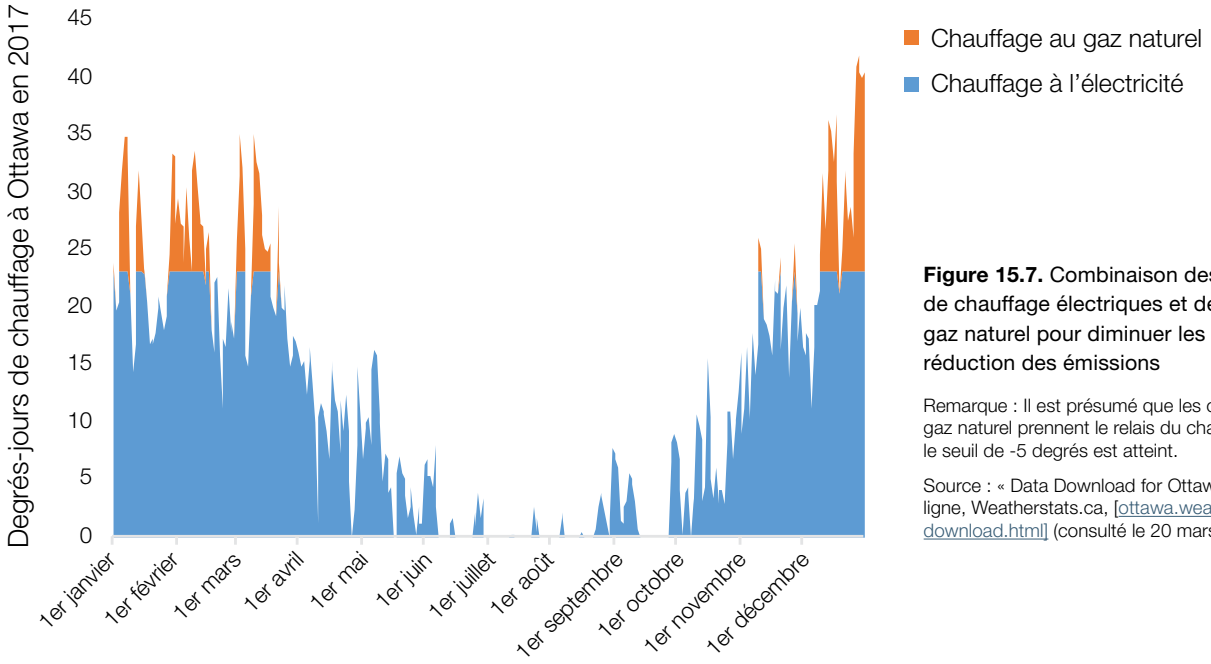


Figure 15.7. Combinaison des appareils de chauffage électriques et de ceux au gaz naturel pour diminuer les coûts de la réduction des émissions

Remarque : Il est présumé que les chaudières au gaz naturel prennent le relais du chauffage dès que le seuil de -5 degrés est atteint.

Source : « Data Download for Ottawa », en ligne, Weatherstats.ca, [ottawa.weatherstats.ca/download.html] (consulté le 20 mars 2018).

Les nouveaux édifices offrent encore plus de possibilités. Ils peuvent être construits selon des critères d'efficacité énergétique plus élevés de sorte que les coûts supplémentaires associés au chauffage à l'électricité (et les effets sur le réseau) ne sont pas aussi importants. Ils peuvent également être conçus pour mieux utiliser le stockage thermique de l'édifice ou du quartier et les thermopompes géothermiques à haute efficacité pour réduire la demande de pointe hivernale[46].

Conclusion

L'Ontario n'échappera pas à la transformation majeure de son réseau d'électricité. Pour que l'Ontario se conforme aux limites sur les émissions issues des combustibles fossiles fixées dans la Loi sur le climat et respecte ses cibles de réduction des émissions de GES, il est nécessaire de préparer le terrain pour un avenir où la consommation d'électricité augmente constamment (environ 35 % d'ici 2030) et où l'économie d'énergie et la production d'énergie renouvelable augmentent significativement. Il s'agit d'un changement majeur en peu de temps. La durée de vie moyenne d'un véhicule ou d'une chaudière est de 15 à 25 ans. Si l'Ontario entend respecter ses cibles climatiques et ses plafonds sur les émissions, la province doit sérieusement commencer à préparer le terrain maintenant.

Si l'Ontario entend respecter ses cibles climatiques et ses plafonds sur les émissions, la province doit sérieusement commencer à préparer le terrain maintenant.

Cette transformation vers l'électrification offre d'importants avantages, mais impose également des choix difficiles que le gouvernement devra faire en toute transparence et en consultant pleinement la population ontarienne. Le Plan énergétique à long terme de 2017 ne fait rien de cela. Il ne respecte pas les obligations du ministère de l'Énergie inscrites dans la loi relativement à la planification du réseau d'électricité de l'Ontario, laquelle concerne toutes les sources d'énergie (pas seulement l'électricité).

Notes de fin de chapitre

1. Paragraphe 6(1) de la Loi de 2016 sur l'atténuation du changement climatique et une économie sobre en carbone.

2. Voir le paragraphe 6(1) de la Loi de 2016 sur l'atténuation du changement climatique et une économie sobre en carbone pour connaître les cibles de réduction des émissions de l'Ontario; voir l'article 54 du Règlement de l'Ontario 144/16 (Le programme de plafonnement et d'échange) pour connaître le plafond des quotas d'émissions en Ontario jusqu'en 2030.

3. PARTENAIRES DU PROJET TROTTIER POUR L'AVENIR ÉNERGÉTIQUE, Canada's Challenge and Opportunity, Transformations for Major Reductions in GHG Emissions, Ottawa, The Canadian Academy of Engineering, avril 2016, p. 18.

4. En 2015, la population de l'Ontario était de 13 797 038 habitants, et la prévision du scénario de référence pour 2030 est de 15 606 083 habitants (MINISTÈRE DES FINANCES, « Mise à jour des projections démographiques pour l'Ontario, 2016-2041 », en ligne, [https://www.fin.gov.on.ca/fr/economy/demographics/projections/table1.html] (consulté le 15 mars 2018).

5. Tous les secteurs doivent apporter des changements afin d'atteindre la cible canadienne de lutte au changement climatique pour 2050, mais il y a des limites pour certains secteurs. D'ici 2050, le potentiel de réduction des émissions issues des procédés industriels est négligeable; celui du secteur de l'agriculture ne dépassera vraisemblablement pas 15 % et la plus ambitieuse estimation établit le potentiel de réduction des émissions du secteur des déchets à 50 %. (PARTENAIRES DU PROJET TROTTIER POUR L'AVENIR ÉNERGÉTIQUE, Canada's Challenge and Opportunity, Transformations for Major Reductions in GHG Emissions, Ottawa The Canadian Academy of Engineering, avril 2016, p. 12, 15, 19 et 22.

6. La séquestration et le stockage du carbone provenant de l'utilisation de combustibles fossiles, si et quand ces solutions arrivent sur le marché commercial, pourraient également être utiles.

7. D'ici 2030, on croit que le potentiel techniquement atteignable de l'économie de gaz naturel en Ontario pourrait atteindre 45 %, mais pas d'une manière qui soit économique, il tournerait plutôt autour de 26 % et d'une manière pratique, 18 %. (ICF International, Natural Gas Conservation Potential Study, Toronto, Commission de l'énergie de l'Ontario, le 7 juillet 2016, p. ii et iv.) Dans les scénarios où l'électrification est élevée, le potentiel d'économie d'énergie de manière économique est inférieur. (NAVIGANT, Fuels Technical Report, ministère de l'Énergie, Toronto, septembre 2016, p. 36.)

8. CHANDLER, D., « Explained: The Carnot Limit », MIT News, le 19 mai 2010, en ligne, [news.mit.edu/2010/explained-carnot-0519]. Cependant, il demeure possible de concrétiser certains gains d'efficacité dans le cadre de cette limite, p., ex., grâce à l'utilisation de matériaux de fabrication plus légers pour les voitures (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, « Technology Collaboration Programmes: Advanced Materials for Transportation », en ligne, [www.iea.org/tcp/end-use-transport/amt/] (consulté le 23 février 2018).

9. Les exigences provinciales relatives au contenu renouvelable de l'essence (10 %) et du diesel (4 %) sont les quantités approximatives d'éthanol et de biodiésel qui, respectivement, peuvent être largement utilisées dans les véhicules traditionnels. Il est possible d'utiliser de plus grandes proportions d'éthanol ou de biodiésel en apportant des modifications à son véhicule à un coût relativement faible.

10. Le rapport Ontario Planning Outlook prévoit, selon le scénario le plus ambitieux sur l'avenir, une pénétration de 20 % de carburants de substitution d'ici 2035, toutefois, il est présumé dans ce scénario que la demande en combustible fossile diminuera considérablement (Navigant, Fuels Technical Report, ministère de l'Énergie Toronto, septembre 2016, p. 38). La part du potentiel du gaz naturel renouvelable est estimée à seulement 5,6 % de la distribution de gaz naturel en Ontario en 2010 (COMMISSAIRE À L'ENVIRONNEMENT DE L'ONTARIO, Chaque goutte est précieuse : Réduire l'empreinte énergétique et climatique de la consommation d'eau de l'Ontario, Toronto, mai 2007, p. 120).

11. GOUVERNEMENT DE L'ONTARIO, « Document d'information : Plan énergétique à long terme de 2017 », communiqué de presse, le 26 octobre 2017.

12. Le rapport Ontario Planning Outlook envisage quatre scénarios pour l'électricité jusqu'en 2035, lesquels sont nommés de « A » (la plus faible utilisation d'électricité) à « D » (la plus forte utilisation d'électricité en raison de l'électrification des transports et du chauffage). Le rapport Fuels Technical Report envisage quant à lui cinq scénarios pour toutes les autres sources d'énergie, scénarios nommés de « B » (la plus forte utilisation de combustibles fossiles) à « F » (la plus faible utilisation de combustibles fossiles). Les scénarios B à D pour le secteur des combustibles établissent les mêmes suppositions sur l'électrification de la consommation de combustibles fossiles que les scénarios B à D sur l'électricité. Les scénarios E à F du secteur des carburants supposent le même niveau d'électrification que le scénario D, mais supposent également que des mesures supplémentaires réduiront la consommation de combustibles fossiles.

13. COMMISSAIRE À L'ENVIRONNEMENT DE L'ONTARIO, Élaboration du plan énergétique à long terme de 2017, Rapport spécial, Toronto, décembre 2016.

14. Ibid., figure 3.

15. Selon la demande en électricité prévue dans le scénario B du rapport Ontario Planning Outlook

16. Le scénario susceptible de se conformer à la Loi de la figure 15.4 est fondé sur l'estimation voulant que l'électrification puisse réduire les émissions de GES du secteur de l'énergie d'environ 1 Mt par 2 TWh d'électricité supplémentaire produite. Cette estimation se fonde sur les données suivantes :
    - les véhicules électriques et les thermopompes sont plus efficaces que les véhicules traditionnels et les chaudières (les VE peuvent être jusqu'à trois fois plus efficaces que les moteurs à combustion, tandis que les thermopompes ne peuvent être que deux fois plus efficaces que les chaudières au gaz naturel);
    - la production d'électricité supplémentaire peut être obtenue au moyen d'une combinaison des énergies éolienne et solaire, de l'hydroélectricité ontarienne et importée et d'un peu de production d'électricité au gaz naturel (pour répondre à la demande lorsqu'elle est élevée et que les énergies éolienne et renouvelables se raréfient). En comparant les scénarios B et D du rapport Ontarion Planning Outlook de la SIERE, on estime qu'une production supplémentaire de 29,6 TWh d'électricité augmenterait les émissions de 1,5 Mt, ce qui suggère un facteur d'intensité des émissions de 51 g/kWh ou 14 g/MJ. Il s'agit d'un facteur d'intensité des émissions considérablement moins élevé que celui du gaz naturel (50 g/MJ) et des combustibles fossiles liquides (environ 71 g/MJ); de plus, la différence est encore plus marquée en sachant que chaque unité d'énergie électrique peut remplacer deux ou trois unités d'énergie fossile.

17. Une réduction supplémentaire de 15 % dans la consommation des carburants de transport par rapport au scénario F du rapport Fuels Technical Report.

18. Une réduction supplémentaire de 34 % dans la consommation de gaz naturel et de gaz naturel renouvelable pour chauffer les locaux. Il est présumé dans le scénario F du rapport Fuels Technical Report que la consommation d'autres carburants pour chauffer les locaux sera presque éliminée en 2030 en raison de l'électrification et de l'économie d'énergie.
19. PARTENAIRES DU PROJET TROTTIER POUR L'AVENIR ÉNERGÉTIQUE, Canada's Challenge and Opportunity, Transformations for Major Reductions in GHG Emissions, Ottawa, The Canadian Academy of Engineering, avril 2016, p. 12, 15, 19 et 22.
20. COMMISSAIRE À L'ENVIRONNEMENT DE L'ONTARIO, « L'éthanol dans l'essence », Faire face au changement climatique, Rapport annuel sur les progrès liés aux gaz à effet de serre de 2016, Toronto, novembre 2016, p. 124.
21. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, Ontario Planning Outlook, Toronto, septembre 2016, p. 7.
22. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, World Energy Outlook 2017, OECD, Paris, 2017, p. 318-320.
23. Ibid.
24. COMMISSAIRE À L'ENVIRONNEMENT DE L'ONTARIO, Chaque joule est précieux, Rapport annuel sur les progrès liés à l'économie d'énergie, 2016-2017, vol. 2,Toronto, août 2017, p. 24.
25. COMMISSAIRE À L'ENVIRONNEMENT DE L'ONTARIO, La Loi sur le climat de l'Ontario : du plan aux progrès, Rapport annuel sur les progrès liés aux gaz à effet de serre, 2017, Toronto, janvier 2018, p. 32-33.
26. MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE, Plan énergétique à long terme de 2017, Garantir l'équité et le choix, Toronto, le 26 octobre 2017, p. 42.
27. En 1999, un peu plus de 6 millions de véhicules automobiles routiers légers (véhicules de moins de 4 500 kg) étaient immatriculés, et en 2016, ce chiffre s'élevait tout juste au-delà de 8 millions; une prévision linéaire estime que si cette même croissance se poursuit d'une année à l'autre, leur nombre atteindrait 9,8 millions d'ici 2035. (Calculs de la CEO, selon les données historiques de Statistique Canada sur les immatriculations automobiles, Tableau 405-0004, Immatriculations de véhicules, annuel [nombre].)
28. SCHMIDT, E., « Electric Vehicle Sales in Canada: 2017 Final Update », FleetCarma, le 8 février 2017, en ligne, [www.fleetcarma.com/ev-sales-canada-2016-final/].
29. GOUVERNEMENT DE L'ONTARIO, Le Plan d'action de l'Ontario contre le changement climatique, Toronto, 2016, p. 19.
30.

Exemples de territoires qui se sont engagés à interdire la vente ou l'utilisation de véhicules à moteur à combustion (liste non exhaustive)

Territoire	Renseignements sur l'interdiction	Source
Norvège	Interdiction de vendre des véhicules qui carburent aux combustibles fossiles d'ici 2025	Staufenberg, J., « Norway to 'completely ban petrol powered cars by 2025' », Independent, le 4 juin 2016, en ligne, [www.independent.co.uk/environment/climate-change/norway-to-ban-the-sale-of-all-fossil-fuel-based-cars-by-2025-and-replace-with-electric-vehicles-a7065616.html].
Inde	Vente uniquement de véhicules électriques d'ici 2030	Wattles, J., « India to sell only electric cars by 2030 », Money.CNN, le 3 juin 2017, en ligne, [money.cnn.com/2017/06/03/technology/future/india-electric-cars/index.html].
Grande-Bretagne	Interdiction de vendre toutes nouvelles voitures et fourgonnettes au pétrole ou au diesel à compter de 2040	Asthana, A., et Taylor, M., « Britain to ban sale of all diesel and petrol cars and vans from 2040 », The Guardian, le 25 juillet 2017, en ligne, [www.theguardian.com/politics/2017/jul/25/britain-to-ban-sale-of-all-diesel-and-petrol-cars-and-vans-from-2040].
France	Interdiction de vendre des véhicules au pétrole ou au diesel d'ici 2040	Chrisafis, A., et Vaughan, A., « France to ban sales of petrol and disel cars by 2040 », The Guardian, le 6 juillet 2017, en ligne, [www.theguardian.com/business/2017/jul/06/france-ban-petrol-diesel-cars-2040-emmanuel-macron-volvo].
Paris	Interdiction de conduire tous les véhicules à moteur à combustion d'ici 2030	« Corrected- Paris plans ban on combustion-engine cars by 2030 », Reuters, le 12 octobre 2017, en ligne, [www.reuters.com/article/france-paris-autos/corrected-paris-plans-ban-on-combustion-engine-cars-by-2030-idUSL8N1MN13H].
Pays-Bas	Vente de véhicules sans émissions seulement d'ici 2030	Lambert, F., « The Dutch government confirms plan to ban new petrol and diesel cars by 2030 », Electrek, le 20 octobre 2017, en ligne, [electrek.co/2017/10/10/netherlands-dutch-ban-petrol-diesel-cars-2030-electric-cars/].

Q15 Quelle proportion du réseau d'énergie ontarien doit être électrifiée pour que l'Ontario puisse respecter ses limites juridiques d'émission de gaz à effet de serre?

31. KNUDSEN, C., et DOYLE, A., « Norway powers ahead (electrically): over half new cars sales now electric or hybrid », Reuters, le 3 janvier 2018, en ligne, [www.reuters.com/article/us-environment-norway-autos/norway-powers-ahead-over-half-new-car-sales-now-electric-or-hybrid-idUSKBN1ES0WC].

32. En 2017, 10 TWh d'électricité n'ont pas été produits (Q7). Habituellement, un véhicule électrique avec lequel 40 km sont parcourus quotidiennement a besoin d'une recharge électrique de 6 à 8 kWh (SCHMIDT, E., « The Impact of Growing Electric Vehicle Adoption on Electric Utility Grids », Fleet Carma, le 28 août 2017, en ligne, [www.fleetcarma.com/impact-growing-electric-vehicle-adoption-electric-utility-grids]). Par conséquent, 8 kWh x 365 jours x 2,4 millions de VE ≈7 TWh. La province prédit aussi que la demande en électricité de 2,4 millions de VE sera de 8 TWh. (SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, Ontario Planning Outlook, Toronto, le 1er septembre 2016, p. 7.)

33. ONTARIO SOCIETY OF PROFESSIONAL ENGINEERS, Ontario's Energy Dilemma: Reducing Emissions at an Affordable Cost, Toronto, mars 2016, p. 22.

34. Fleet Carma mène différents projets pilotes en Amérique du Nord pour examiner les différentes façons de gérer les répercussions sur le réseau d'électricité de la recharge des VE (voir la partie Q16 pour obtenir des détails supplémentaires).

35. Le scénario D du rapport Ontario Planning Outlook envisage l'électrification supplémentaire d'environ 58 TWh d'ici 2035 dans la combinaison des secteurs résidentiel, commercial et industriel, comparativement aux 6 TWh supplémentaires prévus dans le scénario D pour les VE. (SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, Ontario Planning Outlook, Toronto, le 1er septembre 2016, p. 7.)

36. Les hypothèses d'électrification du PELT de 2017 des secteurs résidentiel et commercial sont perçues comme équivalentes à celles du scénario B du rapport Ontario Planning Outlook où la consommation demeurait la même. (SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, Ontario Planning Outlook, Toronto, le 1er septembre 2016, p. 7. MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE, Plan énergétique à long terme de 2017, Garantir l'équité et le choix, Toronto, le 26 octobre 2017, p. 46.

37. En 2015, les émissions de GES du secteur résidentiel de l'Ontario étaient principalement attribuables au chauffage des locaux et de l'eau (20,4 des 20,7 Mt), et c'était aussi le cas pour celles du secteur commercial et institutionnel (11,9 des 12,3 Mt). Les données du secteur industriel de l'Ontario ne sont pas disponibles. (RESSOURCES NATURELLES CANADA, « Base de données complète sur la consommation d'énergie », en ligne, [http://oee.nrcan.gc.ca/organisme/statistiques/bnce/apd/menus/evolution/tableaux_complets/liste.cfm] (consulté le 15 mars 2018).

38. PARTENAIRES DU PROJET TROTTIER POUR L'AVENIR ÉNERGÉTIQUE, Canada's Challenge and Opportunity, Transformations for Major Reductions in GHG Emissions, Full Technical Report and Modelling Results, Ottawa, The Canadian Academy of Engineering, avril 2016, p. 166, 171-175. EXPERT PANEL ON ENERGY USE AND CLIMATE CHANGE, Technology and Policy Options for a Low-Emission Energy System in Canada, Ottawa, Council of Canadian Academies, 2015, p. 84. BATAILLE, C., et coll., Pathways to deep decarbonization in Canada, SDSN & IDDRI, septembre 2015, p. 26.

39. Sans tenir compte des répercussions des subventions existantes. (ICF, Marginal Abatement Cost Curve for Assessment of Natural Gas Utilities' Cap and Trade Activities (EB 2016-0359), Toronto, le 20 juillet 2017, p. A-2.)

40. Les maisons chauffées au gaz naturel sont admissibles aux mesures incitatives pour adopter la thermopompe géothermique.

41. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, An Examination of the Opportunity for Residential Heat Pumps in Ontario, Toronto, le 6 mars 2017, p. 3. Selon les prix de 2017 à Toronto, il demeure plus dispendieux d'exploiter les thermopompes électriques que les chaudières au gaz naturel d'après les calculs du Conseil du bâtiment durable du Canada, même avec une taxe sur le carbone de 50 $/tonne. (CONSEIL DU BÂTIMENT DURABLE DU CANADA, A Roadmap for Retrofits in Canada: Charting a path forward for large buildings, Ottawa, 2017, p. 19.)

42. Dans un climat froid, les thermopompes à air se rentabilisent en moins de 5 ans par rapport aux plinthes chauffantes électriques ou au mazout. (SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, An Examination of the Opportunity for Residential Heat Pumps in Ontario, Toronto, le 6 mars 2017, p. 19.)

43. MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE, Plan énergétique à long terme de 2017, Garantir l'équité et le choix, Toronto, le 26 octobre 2017, p. 47.

44. SAWYER, D., et coll., Impact Modelling and Analysis of Ontario's Proposed Cap and Trade Program, Overview of Macroeconomic and Household Impacts of Ontario's Cap and Trade Program, Ottawa, le 27 mai 2016, p. 10. (L'effet du prix du carbone de 2017 du programme de plafonnement et d'échange de l'Ontario sur 1 m3 de gaz naturel serait de 0,033 $. Comme 1 GJ représente 26,853 m3, on calcule que 0,033 $ X 26,853 m3 = 0,886 $/GJ.)

45. HAMILTON, T., « Is reducing natural gas the key to hitting Ontario's climate targets? », TVO.org, le 3 mai 2016, en ligne, [tvo.org/article/current-affairs/climate-watch/is-reducing-natural-gas-the-key-to-hitting-ontarios-climate-targets].

46. Enbridge étudie un modèle de services géothermiques pour les nouveaux développements immobiliers en Ontario. (RUNYON, J., « Canadian-Based Enbridge Embark on Geothermal Plan » Renewable Energy World, le 18 avril 2017, en ligne, [www.renewableenergyworld.com/articles/2017/04/canadian-based-enbridge-embarks-on-geothermal-plan.html].)

Quelle proportion du réseau d'énergie ontarien doit être électrifiée pour que l'Ontario puisse respecter ses limites juridiques d'émission de gaz à effet de serre?

L'AVENIR DE L'ÉLECTRICITÉ EN ONTARIO

QUESTION 16

Comment l'Ontario peut-il profiter pleinement de l'électricité propre en période creuse et éviter de la gaspiller?

Au lieu de restreindre ou d'exporter les « surplus » d'électricité sobre en carbone en période creuse, l'Ontario devrait utiliser cette électricité de manière productive au sein de la province.

Les possibilités sont les suivantes :

- Stocker l'électricité en surplus et la reconvertir en électricité pour la remettre sur le réseau au besoin ou pour alimenter des véhicules électriques;
- Convertir l'électricité en surplus en d'autres formes d'énergie qui se stockent plus facilement comme l'hydrogène, le méthane, la chaleur ou le froid;
- Permettre aux particuliers et aux entreprises de l'Ontario d'acheter l'électricité en surplus à peu de frais.

Ces mesures pourraient également faire diminuer la demande de pointe.

Des changements législatifs seront nécessaires pour favoriser ces mesures, notamment afin d'encourager et de soutenir l'innovation technologique, en particulier dans le secteur de la distribution d'électricité.

Table des matières

LES FAITS EN DÉTAIL 256

L'Ontario ne profite pas pleinement de son approvisionnement en électricité sobre en carbone **256**

Combien de temps la province affichera-t-elle des surplus d'électricité? 257

Les meilleures options pour les surplus d'électricité **257**

Stockage de l'électricité **258**

Stockage par pompage de l'hydroélectricité 260

Autres technologies de stockage d'électricité 262

Stockage novateur de l'électricité en Ontario. 262

Projet d'Enbridge de conversion d'électricité en gaz 263

Facteurs économiques du stockage de l'électricité 264

Recharge des véhicules électriques **266**

Projets pilotes de recharge des véhicules électriques de fleetcarma 267

Stockage de l'électricité sous forme de chaleur ou de froid **269**

Tarifs préférentiels ciblés pour les surplus d'électricité **270**

Programme des tarifs préférentiels d'électricité pour le secteur industriel en Ontario. 270

Une tarification intelligente pour tous les consommateurs d'électricité **271**

Distributeurs locaux d'électricité **271**

Permettre l'innovation et la récompenser **272**

Les ELD devraient-elles avoir le droit de recouvrer les coûts de l'innovation au moyen des tarifs? . . . 274

Conclusion **274**

Notes de fin de chapitre **275**

Les faits en détail…

L'Ontario ne profite pas pleinement de son approvisionnement en électricité sobre en carbone

Comme il a été abordé à la partie Q7 du présent rapport, les ressources d'énergie renouvelable et nucléaire de l'Ontario produisent plus d'électricité pendant certaines heures de la période creuse que la province n'est capable d'en consommer. L'Ontario ne peut pas économiser de l'argent en ne produisant plus cette électricité, car :

- Les coûts d'exploitation de l'électricité renouvelable (p. ex., l'énergie éolienne) sont extrêmement faibles;
- Les coûts d'exploitation des centrales nucléaires demeurent pratiquement les mêmes, qu'elles produisent de l'énergie ou non.

Au lieu, l'Ontario restreint (c.-à-.d. interrompt ou gaspille) ou exporte certains de ses surplus d'électricité propre[1]. L'électricité qui n'est pas produite (5 % de la production potentielle en 2016) ou qui est exportée (8 %) représente une ressource dont l'Ontario pourrait tirer profit. (En 2017, les données préliminaires indiquent que la province a diminué de 7 % sa production d'électricité et qu'elle en a exporté [nette] 9 %.)[2]

> La diminution des surplus d'énergie sobre en carbone n'apporte aucun avantage financier, environnemental ou autre à l'Ontario.

Comme il en a été question dans la partie Q7, plus de la moitié des surplus sont exportés pour une somme plus élevée que celle requise pour la produire (son coût marginal), mais le reste ne peut pas être exporté à l'heure actuelle en échange d'un profit financier, alors il n'est pas produit. La diminution des surplus d'énergie sobre en carbone n'apporte aucun avantage financier, environnemental ou autre à l'Ontario. Et pourtant, la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE) prévoit de continuer de diminuer les surplus d'électricité propre pendant bien des années (voir la figure 16.1).

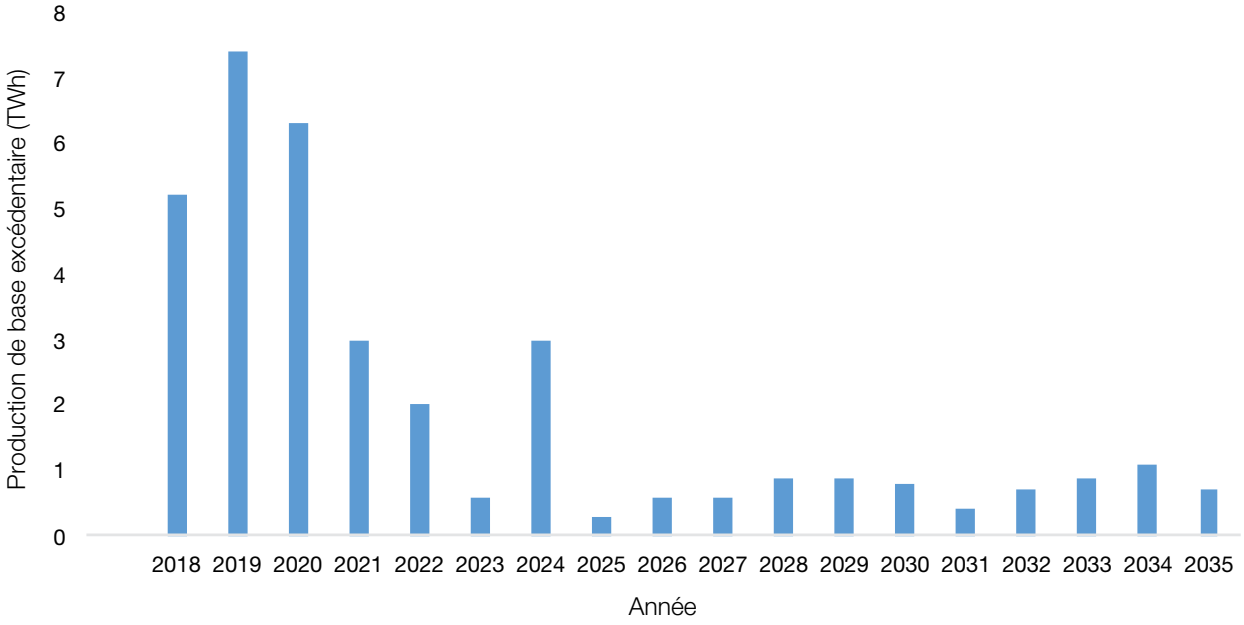


Figure 16.1. Diminution prévue des surplus d'électricité de l'Ontario, 2018-2035

Remarque : Cette figure ne comprend pas l'électricité destinée à l'exportation.

Source : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 12 janvier 2018.

La présente partie explore de meilleures utilisations des surplus en Ontario pour que la province en ait pour son argent avec l'électricité que produisent ses centrales nucléaires, éoliennes et hydroélectriques (sans stockage d'eau)[3].

Combien de temps la province affichera-t-elle des surplus d'électricité?

La Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE) prévoit que les surplus de l'Ontario seront élevés jusqu'en 2020, qu'ils diminueront pendant la remise à neuf des centrales de Bruce et de Darlington de 2021 à 2024 et qu'ils demeureront peu élevés après 2024 lorsque la centrale de Pickering sera mise hors service. Cette prévision peut s'appuyer sur la mise en œuvre de certaines méthodes décrites dans la présente partie, notamment la recharge des véhicules électriques (VE) en période creuse.

Toutefois, le Plan énergétique à long terme (PELT) ne justifie pas la hausse de l'approvisionnement en électricité sobre en carbone qui sera nécessaire pour électrifier davantage le secteur de l'énergie en fonction des exigences de la Loi sur le climat de l'Ontario (voir la partie Q14). Si aucune autre mesure n'est prise, l'augmentation de la puissance totale sobre en carbone pourrait se traduire par d'autres périodes de production d'électricité hors pointe, c'est-à-dire des surplus plus importants et davantage d'arrêts de production que le prévoit la SIERE.

Les meilleures options pour les surplus d'électricité

L'Ontario dispose d'au moins trois options pour utiliser les surplus d'électricité de manière productive :

- Stocker l'énergie et la reconvertir en électricité;
  - pour la renvoyer sur le réseau au besoin, par exemple à l'aide d'un dispositif d'accumulation par pompage, de batteries ou de volants d'inertie;
  - pour recharger des véhicules électriques.
- Convertir l'électricité en d'autres formes d'énergie qui se stockent plus facilement comme l'hydrogène, le méthane, la chaleur ou le froid;
- Utiliser des outils de tarification, c'est-à-dire permettre aux Ontariens d'acheter à bas prix les surplus pour combler leurs besoins en électricité lorsque ces surplus d'énergie sont accessibles.

L'Ontario dispose d'au moins trois options pour utiliser les surplus d'électricité de manière productive.

Q16

Comment l'Ontario peut-il profiter pleinement de l'électricité propre en période creuse et éviter de la gaspiller?

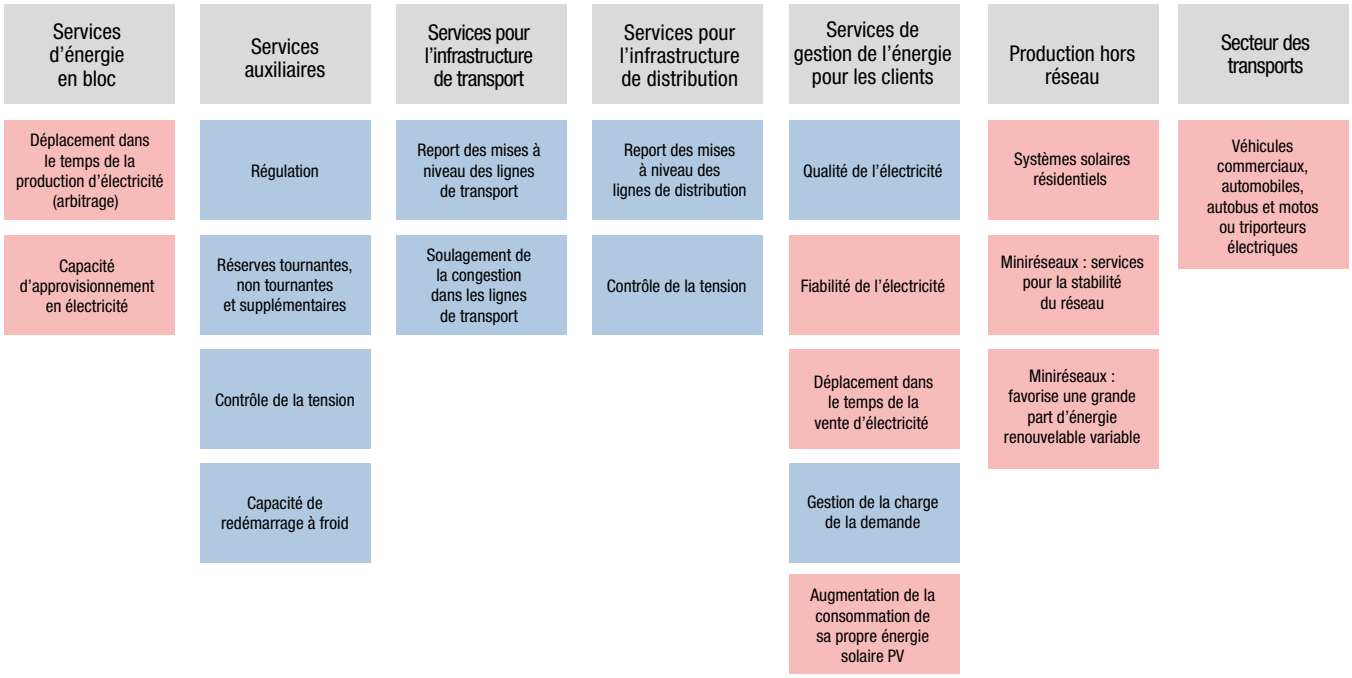
Tableau 16.1. Options pour utiliser les surplus d'électricité

Méthode	Technologies	Description
Stocker l'électricité et l'utiliser plus tard – la restituer sur le réseau	Volants d'inertie, batteries, accumulation par pompage, conversion d'électricité en gaz, air comprimé et véhicule électrique branché au réseau électrique	Prendre l'électricité du réseau, la stocker pour une certaine période et la restituer à la demande (moins certaines pertes)
Stocker l'électricité et l'utiliser plus tard – recharger des véhicules électriques	Véhicules électriques	Électricité utilisée pour recharger la batterie d'un véhicule électrique (n'est pas restituée sur le réseau) pendant les heures de la période creuse
Stocker l'électricité convertie en d'autres formes d'énergie	Stockage de chaleur et production de glace	L'électricité est utilisée en période creuse pour chauffer ou refroidir un fluide accumulateur (souvent de l'eau ou de l'air). Cette méthode est utilisée pour chauffer ou climatiser des locaux ou pour chauffer l'eau. Elle peut remplacer la demande en électricité à la centrale hôte en dehors des heures de pointe ou réduire l'utilisation de combustibles fossiles qui seraient autrement utilisés pour le chauffage.
	Production de carburant, d'hydrogène, de méthane ou de vapeur	En période creuse, l'électricité est puisée dans le réseau et convertie en une autre forme d'énergie ou de carburant qui peuvent être stockés et utilisés directement par la suite (p. ex., la conversion de l'électricité en gaz; le surplus d'électricité est utilisé pour décomposer l'eau en hydrogène et en oxygène où l'hydrogène est par la suite utilisé comme carburant, peut-être dans un système au gaz naturel).
Décalage de la consommation de l'électricité au moyen d'outils de tarification	Plusieurs technologies	Ajustement concernant le moment d'utiliser l'électricité pour des besoins qui ne sont pas urgents, habituellement en réponse à des signaux de prix. Au lieu de construire et d'exploiter des centrales électriques en fonction de la demande, ces outils servent à ajuster la demande d'électricité en fonction de l'approvisionnement disponible.

Si l'électricité est utilisée lors des périodes creuses, certaines des options décrites dans le tableau 16.1 feront également réduire la consommation d'électricité lors des périodes de pointe.

Stockage de l'électricité

La solution la plus simple, laquelle n'est pas nécessairement la plus économique, est de stocker l'électricité afin qu'elle soit restituée sur le réseau par la suite. Le stockage de l'électricité peut offrir au réseau d'électricité de l'Ontario toute une gamme de services présentés à la figure 16.3.



Boîtes rouges : Services de stockage d'énergie qui soutiennent directement l'intégration de l'énergie renouvelable variable.

Figure 16.3. Gamme de services possibles grâce au stockage de l'électricité

Source : International Renewable Energy Agency, Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030, Abu Dhabi, octobre 2017, p. 11.

Certains de ces « services auxiliaires » peuvent aider à équilibrer le réseau en très peu de temps (en quelques secondes) ou à fournir rapidement de l'électricité si la production d'électricité renouvelable ne reflète pas les prévisions (voir la partie Q6). D'autres services fournissent le stockage pendant des périodes prolongées, ce qui peut rendre les surplus d'électricité de l'Ontario accessibles plus tard au moment où ils seront requis. Le stockage de l'électricité en vrac peut faire diminuer les besoins liés aux centrales de pointe au gaz naturel puisque l'électricité stockée pourrait être utilisée pour répondre aux demandes de pointe. En plus de repousser la nécessité de recourir à un approvisionnement coûteux, cette solution concourrait à l'atteinte des objectifs de l'Ontario en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES), comme le montre la figure 16.4.

La solution la plus simple, laquelle n'est pas nécessairement la plus économique, est de stocker l'électricité afin qu'elle soit restituée sur le réseau par la suite.

Comment l'Ontario peut-il profiter pleinement de l'électricité propre en période creuse et éviter de la gaspiller?

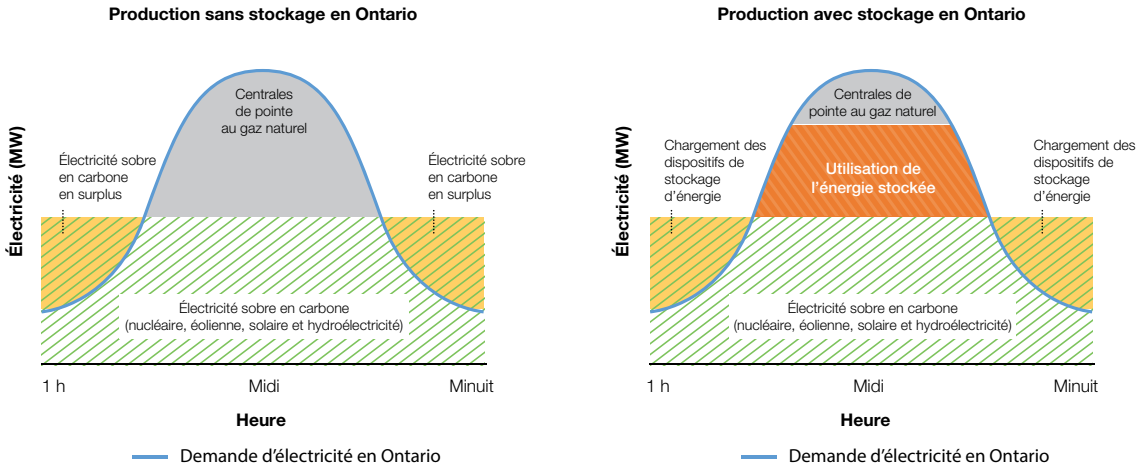


Figure 16.4. Profil de production avec et sans stockage.

Remarque : La courbe de production d'électricité en Ontario a été simplifiée pour les besoins du graphique.

Source : Adaptation avec modification des renseignements tirés de la page Mother Nature Network, « Why everyone is talking about energy storage », en ligne, [www.mnn.com/earth-matters/energy/stories/why-everyone-is-talking-about-energy-storage] (consulté le 8 mars 2018).

Stockage par pompage de l'hydroélectricité

Un certain nombre de technologies peuvent stocker de l'électricité. À la fin du premier semestre de 2017, à l'échelle mondiale, le stockage par pompage de l'hydroélectricité dominait la puissance de production installée totale avec 96 % des 176 GW de puissance installée sur la planète. L'électricité produite à partir d'une centrale de stockage par pompage correspond habituellement à 85 % des surplus d'électricité utilisés, ce qui en fait une énergie propre et efficace au coût comparativement faible[4]. La figure 16.5 présente le schéma d'une centrale typique de stockage par pompage d'hydroélectricité.

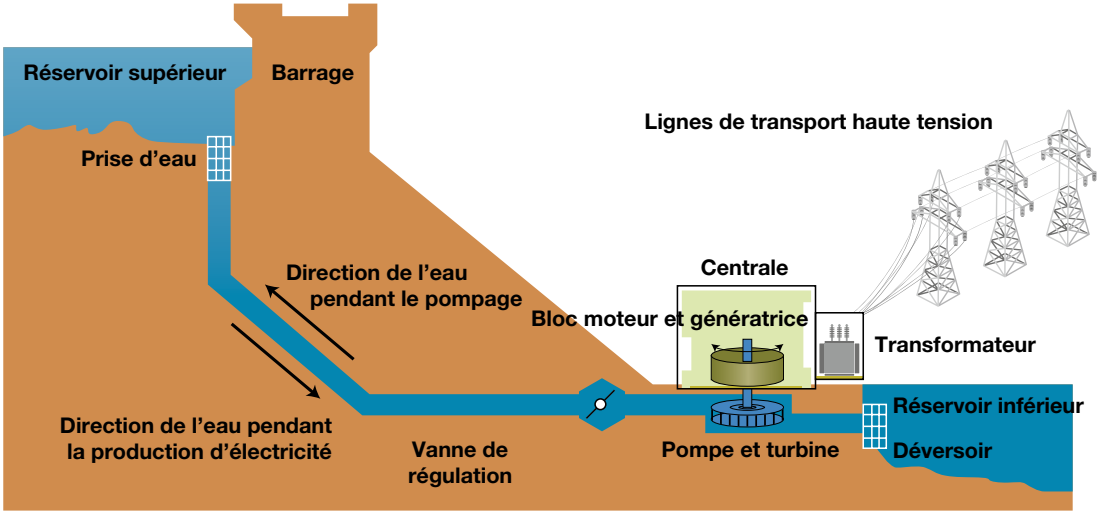


Figure 16.5. Schéma d'une centrale typique de stockage par pompage d'hydroélectricité

Source : International Renewable Energy Agency, Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030, Abu Dhabi, octobre 2017, p. 50.

Dans toute l'histoire de l'Ontario, le stockage par pompage d'hydroélectricité à Niagara Falls a été la seule forme de stockage d'énergie sur le réseau.

Dans toute l'histoire de l'Ontario, le stockage par pompage d'hydroélectricité à Niagara Falls a été la seule forme de stockage d'énergie sur le réseau.[5] Le réservoir de la centrale de production d'électricité par pompage s'étend sur 300 hectares (750 acres) et contient 20 milliards de litres d'eau (suffisant pour remplir 8 000 piscines olympiques). Le réservoir fait office de batterie gigantesque pour le réseau d'électricité, car il stocke l'eau pour l'utiliser afin de produire de l'électricité au moment où elle sera le plus utile. La centrale est capable de pomper 680 000 litres d'eau par seconde; il lui faudra donc huit heures pour remplir le réservoir. Cette centrale a récemment fait l'objet d'une remise à neuf de 60 millions de dollars et elle pourra être exploitée pendant 50 autres années, voire davantage.

Le stockage de l'hydroélectricité par pompage est un outil important pour soulager la demande de pointe et réduire les émissions de GES[6]. Toutefois, la centrale de stockage par pompage de Niagara a été peu utilisée au cours des dernières années en raison des frais et des obstacles liés à la réglementation. Le fait de ne pas produire autant d'électricité sobre en carbone en n'utilisant pas la centrale de stockage par pompage de Niagara à son plein potentiel est une belle occasion que l'Ontario rate. Ontario Power Generation travaille avec la SIERE pour examiner la façon dont les changements du renouvellement du marché (Q17) pourraient améliorer l'utilisation de la centrale de stockage par pompage de Niagara.

L'Ontario possède deux autres occasions majeures de stockage par pompage qui à l'heure actuelle ne sont pas exploitées. Une de ces occasions est un projet de stockage par pompage de la mine Marmora dans l'Est de l'Ontario. Le site, qui n'est pas utilisé à l'heure actuelle, pourrait être converti en une installation de stockage par pompage de 400 MW qui utiliserait les surplus d'électricité en périodes creuses pour pomper l'eau d'une profonde caverne de l'ancienne mine dans un réservoir situé à un niveau supérieur; l'eau redescendrait par la suite lors des périodes de pointe afin de générer de l'électricité et d'alimenter le réseau. Un autre site possible de stockage par pompage est la centrale d'électricité Lower Notch et son barrage sur la rivière Montreal[7]. Ce site pourrait se servir de la centrale de production et de l'infrastructure existante

Centrale hydroélectrique Sir Adam Beck; le réservoir de stockage par pompage se trouve à la gauche en haut, Niagara Falls, Ontario.

Source : Ontario Power Generation.

Comment l'Ontario peut-il profiter pleinement de l'électricité propre en période creuse et éviter de la gaspiller?

La SIERE a commencé à chercher des possibilités novatrices de stockage d'électricité en 2012.

Installation de stockage d'énergie dans les batteries de Festival Hydro.

Source : Festival Hydro.

du réservoir, puis les répercussions environnementales seraient vraisemblablement minimes. Cette centrale pourrait produire 300 MW de nouvelle électricité à déployer pendant les heures de pointe. Cependant, la SIERE voit la zone Nord-Est où la centrale se trouve comme une zone où la capacité de transport est restreinte et elle ne compte pas en améliorer la capacité de transport.

Autres technologies de stockage d'électricité

Ailleurs dans le monde, d'autres technologies comprennent le stockage de la chaleur qui cumule 3,3 GW (1,9 % du stockage mondial), les batteries avec 1,9 GW (1,1 %) et entre autres les volants d'inertie et l'air comprimé avec 1,6 GW (0,9 %)[8].

Certains exemples de l'utilisation des batteries pour utiliser l'énergie renouvelable et réduire la production d'électricité de pointe se trouvent dans la partie **Q6**. Un autre exemple est le projet de 24 millions de dollars pour stocker 2,2 MW dans des batteries à North Cape à l'Île-du-Prince-Édouard lancé en 2014. L'énergie éolienne qui n'est pas requise au moment de sa production est stockée dans des batteries et utilisée à d'autres moments de la journée, lorsque la demande est plus élevée. Les batteries peuvent stocker suffisamment d'électricité pour alimenter 600 maisons pendant 2 heures. Le stockage réduit le besoin de construire de dispendieuses centrales alimentées au diesel ou d'importer de l'électricité du Nouveau-Brunswick et permet à l'Île-du-Prince-Édouard de faire une meilleure utilisation de son énergie renouvelable locale, d'économiser de l'argent et de réduire les émissions de GES[9].

Stockage novateur de l'électricité en Ontario

La SIERE a commencé à chercher des possibilités novatrices de stockage d'électricité en 2012 par l'entremise d'un petit projet pilote de 2 MW. En 2014, la capacité de stockage de la SIERE était de 50 MW, soit 34 MW de stockage de cinq sociétés en vue de fournir des services auxiliaires et 16,75 MW de stockage d'énergie en vrac, soit environ 4 heures d'alimentation si la production est à son maximum[10,11]. Les technologies de stockage choisies sont notamment les batteries, l'air comprimé, le stockage d'hydrogène et le stockage thermique.

Festival Hydro à Stratford en Ontario a conçu un projet remarquable de stockage d'énergie dans des batteries et il s'agit du projet le plus grand en son genre au Canada. La capacité des quatre séries de batteries au lithium-ion tourne autour de 8,8 MW; la SIERE se servira de cette énergie pour lancer un projet de soutien réactif,

de contrôle de la tension et de réponse à la demande pendant les heures de pointe[12]. Ce projet constitue un partenariat entre différentes entreprises privées, Festival Hydro et la SIERE.

Le stockage d'air comprimé est une autre forme possible de stockage d'énergie. Cet air peut être emmagasiné pendant de comparativement longues périodes de temps, soit des jours, voire des semaines. Un projet semblable est le partenariat entre Toronto Hydro et Hydrostor Inc. dans le cadre duquel les avantages du stockage sous-marin de l'air comprimé pour le réseau d'électricité sont analysés. Pendant les périodes creuses, le surplus d'électricité est stocké en dirigeant l'air comprimé dans un accumulateur d'air aux parois souples sous la surface du lac Ontario. En cas de demande, le poids de l'eau pousse l'air stocké dans un expanseur qui force une génératrice à réalimenter le réseau en électricité.

Projet d'Enbridge de conversion d'électricité en gaz[13]

La SIERE a choisi un autre projet de stockage d'énergie, soit un projet de 2 MW d'Enbridge Gas et de Hydrogenics Corporation qui convertit l'électricité en gaz. Il s'agira du premier projet à l'échelle du réseau en Amérique du Nord à convertir l'électricité en surplus des périodes creuses en hydrogène pour ensuite reconvertir ce gaz en électricité lorsque la demande sur le réseau s'intensifie. Lorsque la SIERE génère des surplus d'électricité, un électrolyseur décomposera les molécules d'eau pure en hydrogène et en oxygène. L'oxygène sera relâché dans l'environnement (pour l'instant) tandis que l'hydrogène sera stocké dans des réservoirs à carburant suffisamment grands pour produire 8 MWh d'électricité. L'hydrogène sera ensuite reconverti en électricité grâce à une pile à hydrogène et restitué sur le réseau provincial lorsque la SIERE indiquera une demande de pointe. On s'attend à ce que ce projet soit fonctionnel d'ici la mi-2018.

L'hydrogène de ce procédé servira à produire de l'électricité et il ne sera pas mélangé au gaz naturel qu'Enbridge livre à ses clients, car il peut s'échapper facilement et aussi être corrosif, à des concentrations élevées, pour l'infrastructure gazière. De plus, après le 1er juillet 2018, l'électricité stockée puis restituée sur le réseau profitera d'une réduction considérable sur le prix, laquelle ne s'applique pas à la conversion d'électricité en gaz[14]. Cependant, Enbridge évalue aussi ses options pour créer du gaz naturel renouvelable, notamment en mélangeant de petites quantités d'hydrogène au gaz naturel ou en convertissant l'hydrogène en méthane.

Électrolyseur de la centrale d'Enbridge à Markham en Ontario où est convertie l'électricité en gaz.

Source: Enbridge Gas Distribution.

Q16

Comment l'Ontario peut-il profiter pleinement de l'électricité propre en période creuse et éviter de la gaspiller?

Le Plan énergétique à long terme de la province reconnaît l'importance du stockage d'énergie et il y est promis d'éliminer les obstacles de la réglementation pour encourager l'utilisation répandue de cette technologie. Par l'entremise du Fonds de développement du réseau intelligent, la province fait aussi enquête sur différents aspects fonctionnels et pratiques du stockage et de la façon dont il peut soutenir le réseau à venir.

Facteurs économiques du stockage de l'électricité

L'un des obstacles les plus grands au stockage d'électricité à grande échelle, hormis le stockage par pompage, est le coût, compte tenu de la faible différence du prix de l'électricité entre les périodes de pointe et les périodes creuses. Toutefois, on s'attend à ce que les coûts du stockage chutent de 30 à 65 % d'ici 2030 en raison de l'augmentation du rendement des technologies, de la diminution des coûts des matériaux, de l'intensification de la concurrence, de la croissance de la recherche et du développement ainsi que des changements favorables apportés aux règlements et aux politiques.

L'un des obstacles les plus grands est le coût, compte tenu de la faible différence du prix de l'électricité entre les périodes de pointe et les périodes creuses.

Le tableau 16.2 expose quelques options de stockage d'électricité ainsi que leurs coûts actuels et futurs estimés[15].

Tableau 16.2. Comparaisons des coûts des technologies de stockage d'électricité

Technologies de stockage de l'électricité	Coûts de 2016 ($ US/kWh de capacité de stockage)	Coûts de 2030 ($ US/kWh de capacité de stockage)
Stockage par pompage[16]	10 $-100 $	10 $-100 $
Air comprimé	20 $-90 $	15 $-70 $
Volant d'inertie	2 000 $-6 000 $	1 000 $-4 000 $
Batteries au lithium-ion	200 $-1 500 $	0 $-800 $
Batteries d'accumulateurs au plomb	100 $-500 $	50 $-250 $
Batteries à flux	200 $-2 000 $	100 $-1 000 $
Stockage d'énergie dans des batteries à température élevée	300 $-800 $	200 $-500 $

Source : International Renewable Energy Agency, Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030, Abu Dhabi, octobre 2017, p. 55-89.

La figure 16.6 estime le potentiel des technologies décrites dans le tableau 16.2 relativement à leur décharge et puissance.

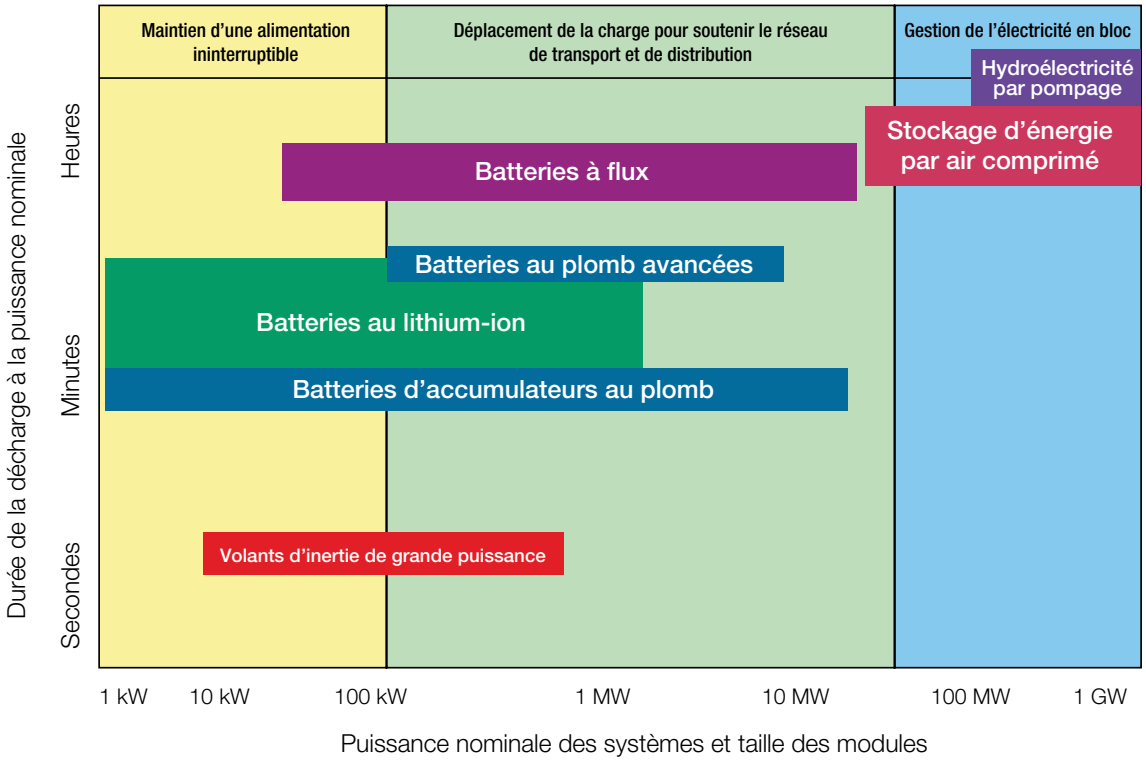


Figure 16.6. Technologies de stockage d'électricité selon la puissance et la durée de la décharge.

Source : International Renewable Energy Agency, Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030, Abu Dhabi, octobre 2017, p. 41.

Les coûts dans le tableau 16.2 représentent les coûts d'investissement pour une quantité donnée de stockage d'électricité (p. ex., la taille de la batterie). Afin d'évaluer les frais associés au stockage d'électricité en vrac, nous avons tenu compte des frais liés à l'aller-retour pour retirer une unité d'électricité et la réinjecter dans le réseau qui s'appuie sur d'autres facteurs, soit la quantité d'énergie perdue pendant la conversion et la durée de vie utile de la technologie. Par exemple, le coût aller-retour par kWh d'électricité serait estimé à 28,2 cents pour un projet de batterie au lithium-ion (coût d'installation de 335 $ par kWh de puissance) à l'échelle du réseau qui serait exploité tous les jours pendant 20 ans, selon une étude Lazard réalisée en 2017[17]. Ces coûts seraient pires si le stockage n'était pas utilisé tous les jours.

L'achat d'électricité en période creuse lorsque les prix sont bas et la revente d'électricité en période de pointe lorsque les prix sont élevés sont connus sous le nom d'arbitrage énergétique. À compter de juillet 2018, les centrales de stockage d'électricité en Ontario ne paieront plus le rajustement global sur l'électricité stockée et restituée sur le réseau; ce faisant, un important frein qui ne permettait pas le recours à l'arbitrage énergétique est éliminé[18]. Cependant, en Ontario, la fourchette quotidienne des prix de l'électricité entre ceux des périodes creuses et de pointe sur le marché de gros est rarement plus de 5 cents par kWh environ[19]. Par conséquent, même si le coût d'achat de l'électricité était de zéro, l'arbitrage énergétique avec les batteries à lui seul ne serait toujours pas profitable dans le marché de gros de l'électricité de l'Ontario[20].

Pour que le stockage d'électricité dans les batteries ait un sens sur le plan financier, il doit offrir d'autres avantages (et avoir touché une compensation financière à ce titre) pour le réseau (voir la figure 16.3 pour voir la liste des

Comment l'Ontario peut-il profiter pleinement de l'électricité propre en période creuse et éviter de la gaspiller?

Pour que le stockage d'électricité dans les batteries ait un sens sur le plan financier, il doit offrir d'autres avantages (et avoir touché une compensation financière à ce titre) pour le réseau.

services potentiels). Parmi les avantages du stockage, le principal est le report, voire le remplacement, de nouveaux investissements pour construire de dispendieuses centrales de pointe si le stockage fournit une capacité fiable en période de pointe (voir la partie **Q5**). En effet, l'étude Lazard estime que 75 % du revenu potentiel d'un projet de batteries à l'échelle du réseau proviendrait de l'approvisionnement en électricité en période de pointe et que seulement 20 % du revenu viendrait de l'arbitrage énergétique[21]. Le nouveau marché ontarien de la capacité (voir la partie **Q17**) permettrait au stockage de l'énergie de se livrer à la concurrence et de fournir ce service. Les distributeurs pourraient aussi se servir du stockage local pour repousser, voire éviter, les mises à niveau des infrastructures locales. Un cadre politique et réglementaire adéquat de la part du gouvernement ou de la Commission de l'énergie de l'Ontario pourrait favoriser de tels investissements, comme il en sera question plus loin dans le présent chapitre.

Les installations de stockage d'électricité par batteries que construit Toronto Hydro dans le cadre du projet Crosstown de transport léger sur rail (TLR) sont un excellent exemple en Ontario de multiples avantages financiers. Le TLR et ces installations devraient être mis en service en 2021. Une certaine source d'énergie complémentaire était nécessaire comme alimentation d'urgence en cas d'interruption de service; la proposition initiale misait sur une centrale au gaz naturel de 18 MW, ce qui soulevait des préoccupations concernant la pollution atmosphérique locale. L'installation de stockage d'électricité évite les coûts liés à la production complémentaire et offrira jusqu'à 4 heures d'alimentation d'urgence. La batterie peut également être utilisée pour stocker de l'électricité en période creuse afin d'alimenter le TLR et réduire la consommation d'énergie durant les périodes de pointe. La consommation générale d'électricité, les émissions de GES et les coûts d'exploitation s'en trouveront diminués, ce qu'une centrale au gaz n'aurait pas pu offrir.

Recharge des véhicules électriques

Les surplus d'électricité n'ont pas à être réinjectés sur le réseau, ils peuvent aussi être utilisés pour recharger les véhicules électriques. Selon le Plan d'action contre le changement climatique de l'Ontario, quatre années de recharge nocturne gratuite pour les véhicules électriques (VE) étaient promises, mais cette mesure n'a pas encore été mise en œuvre.

Le Plan énergétique à long terme de l'Ontario suppose qu'il y aura 2,4 millions de véhicules électriques sur les routes d'ici 2035. Comme il est abordé dans la partie **Q15**, une électrification des transports encore plus intense sera nécessaire pour répondre aux engagements de l'Ontario en matière de climat. Cette réalité engendrera sans doute une hausse de la demande totale en électricité; toutefois, les propriétaires de véhicules électriques pourraient être invités à utiliser de préférence l'électricité en période creuse, ce qui équilibrerait efficacement l'offre et la demande du réseau.

Même sans politiques ciblées, les véhicules électriques consommeront une partie des surplus d'électricité en période creuse de l'Ontario (notamment les soirs de semaine et les fins de semaine). De plus, un grand nombre de véhicules sont conduits le jour pour le travail et rechargés la nuit et les fins de semaine lorsque l'électricité ne fait pas l'objet d'une demande élevée et que les prix sont bas. Cependant, des mesures de soutien, certaines mesures pour changer les comportements et d'autres mesures technologiques permettant un contrôle direct pourraient favoriser l'harmonisation du moment de la recharge aux périodes où des surplus d'électricité sont générés. Ces mesures pourraient également empêcher l'intensification soudaine de la demande en électricité en soirée dans les régions comportant de nombreux véhicules électriques, ce qui requerrait sinon de coûteuses modernisations des installations de transmission et de distribution.

L'encadré « Projets pilotes de recharge des véhicules électriques de fleetcarma » met en évidence certains projets importants d'une compagnie située à Waterloo en Ontario. Ses projets de recharge des VE montrent qu'il est fort probable que les propriétaires de VE rechargent leurs véhicules avec l'électricité en surplus en période creuse s'ils sont incités à le faire.

Il est fort probable que les propriétaires de VE rechargent leurs véhicules avec l'électricité en surplus en période creuse s'ils sont incités à le faire.

Projets pilotes de recharge des véhicules électriques de fleetcarma[22]

Fleetcarma est une entreprise de technologie de l'information et de communication située à Waterloo en Ontario. Elle soutient l'utilisation de transports verts en créant des solutions novatrices pour les distributeurs d'électricité, les gestionnaires de flottes, les professionnels de la durabilité et de la recherche automobile en Ontario, au Canada et aux États-Unis afin d'accélérer l'adoption des VE. Les programmes de fleetcarma touchent entre autres la collecte de données sur la recharge des véhicules électriques des clients à des fins de recherche et la création de technologies qui peuvent contrôler directement la recharge du véhicule afin de niveler la demande sur le réseau d'électricité. L'entreprise utilise un dispositif C2; il s'agit d'un léger enregistreur de données cellulaires qui se fixe au port OBD II (système de diagnostic embarqué) et qui prend en charge les véhicules électriques et alimentés aux carburants liquides. Les données recueillies grâce à ce dispositif sont affichées sur un portail en ligne qui permet aux consommateurs de connaître les détails de leur utilisation.

La description de quelques programmes auxquels fleetcarma a participé se trouve ci-dessous.

- ChargetheNorth – Programme du gouvernement fédéral en cours de déploiement qui compte environ 1 000 participants dans tout le Canada. Le programme en est aux étapes initiales où les entreprises locales de distribution (ELD) d'électricité participantes recueillent des données de référence sur les VE situés dans leur territoire afin de mieux comprendre les répercussions sur la charge globale, la demande de pointe et les infrastructures des ELD. Les clients sont en mesure de visualiser leurs données et de comparer leur utilisation à celle d'autres propriétaires de véhicules électriques[23]. Les ELD de l'Ontario qui participent à ce programme sont Toronto Hydro, Alectra Utilities, Burlington Hydro, Oakville Hydro et Waterloo North Hydro[24].
- ChargeTO – Projet pilote de la ville de Toronto, en partenariat avec Toronto Hydro, soutenu par le ministère de l'Énergie. Des données de référence ont été recueillies sur le comportement en matière de

Dispositif C2 de fleetcarma; il se branche au système de diagnostic embarqué du véhicule.

Source: FleetCarma.

Portail en ligne de fleetcarma; il permet aux clients de faire le suivi de la recharge du véhicule électrique.

Source: FleetCarma.

Comment l'Ontario peut-il profiter pleinement de l'électricité propre en période creuse et éviter de la gaspiller?

recharge de 30 propriétaires de VE habitant la ville de Toronto. Ces propriétaires ont ensuite été connectés à un système jumelé de chargement intelligent pour une période de 5 mois grâce auquel les ELD contrôlaient le chargement et elles ont réduit les périodes de pointe de recharge de près de 50 %. En général, les participants répondent bien au projet pilote; 72 % des participants aiment particulièrement la capacité de fleetcarma à fournir une recharge minimum garantie de la batterie et une recharge complète au moment où la voiture est requise. De plus, Toronto Hydro sait dorénavant si ses infrastructures existantes seraient en mesure de supporter les charges actuelles liées aux VE[25]. Les résultats déclarés du projet pilote sont présentés à la figure 16.7.

- SmartCharge Rewards – Il s'agit d'un programme prêt à l'emploi qui, grâce à une compensation monétaire et autres récompenses, incite les clients à recharger leur véhicule électrique durant les périodes creuses. Plusieurs distributeurs en Amérique du Nord n'ont pas déployé le programme SmartCharge Rewards.

Les clients font le suivi des statistiques sur leur VE et obtiennent automatiquement des récompenses chaque mois en rechargeant leur voiture dans un territoire de service. Les clients peuvent aussi obtenir des récompenses supplémentaires en rechargeant leur VE pendant les périodes creuses et en évitant les périodes de pointe estivales. Les résultats initiaux indiquent que le profil de la charge associée à la recharge des VE par les clients est totalement différent dans le cadre de ce programme. Le profil de la charge associée à la recharge des VE se déplace des heures de pointe en soirée (en 17 h et 22 h) à la période creuse du petit matin (entre 2 h et 6 h) et vient équilibrer la demande sur le réseau. Les propriétaires de VE ont la capacité de définir le moment où la voiture sera rechargée; alors l'offre de mesures incitatives appropriées aide à déplacer la consommation pour éviter les heures de pointe comme le souhaitent les distributeurs et les exploitants de réseaux. L'entreprise new-yorkaise conEdison gère actuellement ce programme; elle souhaite attirer plus de 4 000 participants[26].

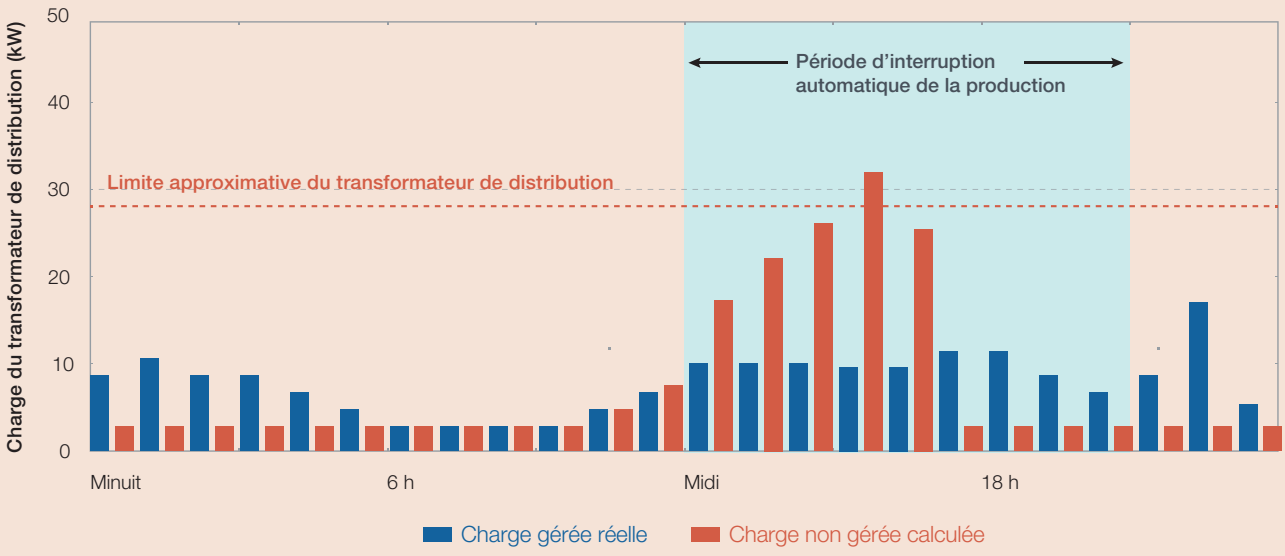


Figure 16.7. Comparaison de la recharge des véhicules électriques gérée et non gérée

Source : Fleetcarma, Residential Smart Charging Pilot in Toronto, Results of a Utility Controlled Charging Pilot, Waterloo, 2017, p. 21.

Les batteries des véhicules électriques pourraient à l'avenir stocker les surplus d'électricité et les restituer sur le réseau.

Comme d'autres sortes de batteries, les batteries des véhicules électriques pourraient à l'avenir stocker les surplus d'électricité et les restituer sur le réseau au moment voulu (des véhicules au réseau). Le Plan énergétique à long terme (PELT) de l'Ontario indique que les batteries des véhicules électriques pourraient être utilisées pour transmettre de l'électricité à une maison ou à une entreprise pendant une courte panne ou pour restituer l'électricité à la collectivité ou au réseau durant les heures de pointe. Dans ce cas, les véhicules électriques pourraient devenir une ressource d'approvisionnement susceptible de renforcer la résilience et de repousser les dispendieuses mises à niveau des infrastructures d'électricité.

Le National Renewable Energy Laboratory des États-Unis travaille en collaboration avec les fabricants d'automobiles, les manufacturiers de bornes de recharge et les services publics pour créer des possibilités afin que les véhicules électriques jouent un rôle actif dans la gestion du réseau. Voici quelques-unes de ces possibilités[27] :

- Intégration des ressources intermittentes d'énergie renouvelable grâce à la recharge des véhicules;
- Source d'alimentation d'urgence en période de récupération après une panne ou un désastre;
- Amélioration de la qualité de l'énergie locale grâce à une meilleure stabilité du réseau;
- Flux bidirectionnel de l'énergie pour mieux gérer les demandes de pointe.

Plusieurs pays ont lancé des projets pilotes couronnés de succès qui reliaient les véhicules au réseau, notamment un projet Japon–États-Unis à l'île Maui, à Hawaï, de 2011 à 2016 et un projet Japon-Espagne, à Malaga en Espagne, de 2012 à 2015. En 2016, Pacific Gas & Electric et BMW ont travaillé ensemble afin de réussir à utiliser les batteries de véhicules électriques pour alimenter le réseau afin de répondre à la demande de pointe; ils ont traité plus de 200 cas de réponse à la demande en 18 mois[28].

Stockage de l'électricité sous forme de chaleur ou de froid

Le stockage d'énergie peut aussi être effectué, souvent à moindre coût, en prélevant les surplus d'électricité du réseau et en les stockant sous forme de chaleur ou de froid. Comme il en a été question ci-dessus, le stockage thermique est plus fréquent dans le monde (avec 3,3 GW) que le stockage dans les batteries (avec 1,9 MW).

Parmi les exemples de stockage thermique, on trouve la fabrication de glace ou le pré-refroidissement de l'eau pour l'air conditionné (refroidisseurs) ou le chauffage de réservoirs domestiques d'eau chaude. L'électricité en période creuse nocturne pourrait alimenter les dispositifs de chauffage en céramique qui maintiendront tempérée la maison durant la journée. Il existe un lien naturel entre le besoin de l'Ontario d'électrifier le chauffage des locaux et de l'eau (partie Q15) afin de réduire les émissions de GES et le potentiel de le faire en utilisant, du moins en partie, les surplus d'électricité en période creuse.

Le projet Heat for Less Now! est un excellent exemple de stockage thermique.

Le projet Heat for Less Now! est un excellent exemple de stockage thermique situé dans la ville de Summerside à l'Île-du-Prince-Édouard (Î.-P.-É.). Le projet prône l'installation de systèmes achetés ou loués de stockage thermique de l'électricité (chauffe-eau, chaudières, dispositifs de chauffage des locaux) dans les domiciles pour stocker les surplus d'énergie verte (en majorité l'énergie éolienne) sous forme de chaleur. Ces systèmes sont contrôlés à distance par le service public de Summerside à l'aide de technologies de réseau intelligent. Le service public utilise l'électricité hors pointe à bas prix pour chauffer complètement ces systèmes. La chaleur stockée chauffe la maison ou l'eau toute la journée; le ménage utilise donc moins d'électricité durant les heures

de pointe où l'électricité est la plus coûteuse. Plus de 300 résidences et entreprises de Summerside ont participé à ce programme, lequel a engendré une bien meilleure utilisation de l'électricité éolienne locale en période creuse, a réduit l'empreinte carbone grâce au diesel qui n'a pas été utilisé pour chauffer certaines des résidences (3 000 litres de mazout sont ainsi économisés chaque année) et a généré des économies sur les factures d'électricité. Dans l'ébauche de la stratégie énergétique de 2016 de l'Î.-P.-É., il est recommandé que ce programme couronné de succès soit étendu au reste de la province.

Cependant, le stockage de l'énergie sous forme de chaleur (ou de froid) ne dure habituellement qu'une journée. Par conséquent, il peut satisfaire la demande dans le jour, mais pas la demande saisonnière. Les surplus d'électricité de l'Ontario sont plus fréquents au cours du printemps et de l'automne lorsque la demande totale en électricité est inférieure à celle de l'été et de l'hiver[29]. À l'heure actuelle, le stockage saisonnier de la chaleur ou du froid à grande échelle est quasiment impossible[30].

Des politiques de tarification adéquates constituent un outil important pour diminuer la réduction de la production d'électricité.

Tarifs préférentiels ciblés pour les surplus d'électricité

Des politiques de tarification adéquates qui stimulent la demande du marché pour de l'électricité (surplus) en période creuse constituent un outil important pour accroître l'utilisation des énergies renouvelables variables comme l'énergie éolienne et diminuer la réduction de la production d'électricité (voir la partie **Q6**)[31]. L'Ontario a déjà de l'expérience dans le domaine (voir l'encadré « Programme des tarifs préférentiels d'électricité pour le secteur industriel en Ontario) ».

Programme des tarifs préférentiels d'électricité pour le secteur industriel en Ontario

Le gouvernement de l'Ontario a établi le programme des tarifs préférentiels d'électricité pour le secteur industriel (TPESI), déployé de 2012 à 2014, pour améliorer la gestion de la charge et de la demande en électricité. Puisque la consommation d'électricité du secteur industriel a chuté de près de 5 TWh en Ontario depuis 2007, la province se retrouve avec des périodes de surplus d'électricité[32]. Le programme incitait les entreprises industrielles exploitées à accroître leurs activités et les nouvelles entreprises industrielles (d'une taille minimum) à s'établir afin d'utiliser les surplus d'électricité et de profiter des tarifs réduits d'électricité pour exercer ces activités[33]. Les règlements élaborés par la SIERE axaient le programme des TPESI sur les surplus d'électricité en accordant la priorité aux installations qui utiliseraient l'électricité durant les périodes de surplus hors pointe, soit de 23 h à 7 h, et celles situées dans des régions qui présentent de plus grands surplus d'électricité[34]. Les règlements exigeaient aussi des participants qu'ils soumettent un plan annuel de gestion de l'énergie pour que l'Office de l'électricité de l'Ontario (maintenant la SIERE) puisse faire un audit de la centrale et veiller à ce qu'elle respecte son plan.

Entre 2012 et 2014, le programme de TPESI a généré 1,9 TWh d'électricité tous les ans[35]. Selon la SIERE, dans le pire des cas, le programme avait un résultat neutre et dans le meilleur, un avantage net pour les clients actifs, puisque les participants payaient les coûts marginaux de la production et pourraient aussi avoir payé certains des coûts fixes. Cependant, la SIERE remarque que le profil de l'électricité consommée dans le cadre du programme est plutôt plat (pareil toutes les heures de la journée), par conséquent, le programme n'a pas incité les participants à consommer l'électricité de préférence pendant les périodes creuses.

En théorie, un régime de tarification offrant des surplus d'électricité à bas prix en période hors pointe n'engendrerait aucun coût supplémentaire pour les autres abonnés; il pourrait accroître les revenus du réseau. Le programme peut et doit être conçu pour ne pas intensifier la demande pendant les heures de pointe lorsque l'électricité est produite au moyen du gaz naturel. L'intensification de la demande de pointe pourrait à la fois augmenter les émissions et exacerber le besoin de construire de nouvelles et dispendieuses centrales qui augmenteraient les coûts pour tous les consommateurs d'électricité.

Une tarification intelligente pour tous les consommateurs d'électricité

Les déséquilibres liés au moment de la journée de l'offre et de la demande qui engendrent des surplus d'électricité pourraient diminuer considérablement si tous les clients recevaient des signaux de prix plus forts pour déplacer la demande de la période de pointe à la période creuse[36]. Cette situation donnerait aussi à tous les clients l'occasion de gérer plus efficacement leurs coûts d'électricité qu'à l'heure actuelle.

La tarification en fonction de l'heure de consommation en Ontario à elle seule n'a pas été très efficace étant donné que la différence entre le tarif de pointe et le tarif hors pointe est trop petite pour motiver un changement de comportement. La Commission de l'énergie de l'Ontario examine d'autres structures de tarification qui tiendraient compte des besoins à long terme pour le système. Dans le cadre de cet examen, plusieurs distributeurs locaux exploitent des projets pilotes novateurs de tarification qui offrent des options aux consommateurs. Parmi ceux-ci, il y a les ratios élevés entre les prix de la période de pointe et ceux de la période creuse, des périodes différentes de pointe et hors pointe, la tarification pendant les pointes critiques (hausse des tarifs pendant quelques heures de la demande de pointe), des tarifs faibles la nuit et la tarification saisonnière[37]. London Hydro, par exemple, mènera un projet pilote d'un an sur la tarification de l'électricité qui teste des combinaisons de l'augmentation

Les déséquilibres liés au moment de la journée de l'offre et de la demande qui engendrent des surplus d'électricité pourraient diminuer considérablement si tous les clients recevaient des signaux de prix plus forts.

rapide des tarifs en période de pointe critique avec des technologies de contrôle de la charge et un retour de renseignements en temps réel au moyen d'un système domiciliaire de gestion énergétique[38]. La Commission de l'énergie de l'Ontario pourrait concevoir une structure de tarification bien plus efficace lorsque les projets pilotes prendront fin en 2019 et que les résultats seront évalués.

Le ministère de l'Énergie s'est aussi engagé à évaluer les changements qu'il pourrait apporter à la politique sur la tarification pour les clients industriels et commerciaux de taille moyenne, car la majorité de leurs coûts en électricité ne varient pas en fonction de l'heure de la consommation. La technologie, telle que les appareils intelligents et les systèmes de contrôle, jouera sans doute un rôle important pour aider les clients à tirer profit de ces régimes tarifaires. Le plan de mise en œuvre du PELT de la Commission de l'énergie de l'Ontario comprend des plans pour étudier la façon dont on facture l'électricité à tous les clients de la classe B[39].

Distributeurs locaux d'électricité

Certaines des innovations requises pour faire un meilleur usage de l'électricité en surplus devront être d'envergure provinciale, mais la majorité de la solution dépendra de milliers de technologies et de ressources à petite échelle reliées aux réseaux locaux de distribution. Afin d'intégrer efficacement ces nouvelles technologies et de répondre à la nouvelle répartition de l'offre et la demande, l'infrastructure locale de distribution de l'électricité pourrait devoir subir une mise à niveau ou des modifications,

Comment l'Ontario peut-il profiter pleinement de l'électricité propre en période creuse et éviter de la gaspiller?

Les entreprises locales de distribution d'électricité joueront donc un rôle important en favorisant l'utilisation adéquate des surplus d'électricité.

tant pour les raccordements que pour la technologie de l'information. Les entreprises locales de distribution d'électricité (ELD) joueront donc un rôle important en favorisant l'utilisation adéquate des surplus d'électricité.

À tout le moins, les distributeurs doivent fournir une plateforme pour les technologies énergétiques décentralisées comme le stockage d'énergie (sous diverses formes), la recharge de véhicules électriques, les systèmes d'énergie renouvelable et les appareils intelligents. Les ELD pourraient aussi jouer un rôle plus actif comme celui d'exploiter les ressources au nom des clients (p. ex., en contrôlant le moment où les VE sont rechargés) ou en prendre carrément la responsabilité. Si l'endroit et l'exploitation du stockage et des autres technologies sont appariés de façon intelligente aux besoins du réseau de distribution, alors les distributeurs et leurs clients profiteront de bien des avantages, notamment l'amélioration de la fiabilité, la réduction des pertes, le report ou l'évitement des mises à niveau des lignes de transport et des autres infrastructures et l'utilisation maximisée des surplus d'électricité dans le but d'éviter de construire de nouvelles centrales de pointe.

Selon le cadre réglementaire renouvelé de la Commission de l'énergie de l'Ontario, les ELD ont déjà l'obligation de tenir compte des investissements dans le réseau intelligent dans leurs plans de leur système de distribution. On s'attend à ce que les plans des systèmes de distribution tiennent compte de mises à niveau du réseau qui sont rentables et pensées pour le long terme afin de répondre aux besoins des clients et du réseau[40]. Par exemple, dans l'application de son récent plan lié à son système de distribution, Toronto Hydro a proposé d'investir dans le stockage d'énergie et la réponse à la demande comme moyen de reporter des investissements plutôt traditionnels pour son réseau[41].

Cependant, l'Electricity Distributors Association (EDA), laquelle représente la majorité des ELD de la province, ne croit pas que les règles actuelles vont assez loin[42]. L'EDA soutient que les règles actuelles du gouvernement et de la Commission n'encouragent pas les ELD à innover ni à investir dans les nouvelles technologies, lesquelles sont essentielles pour utiliser pleinement les surplus d'électricité. Selon elle, les politiques et les règlements de l'Ontario doivent faire davantage pour récompenser les ELD qui investissent dans les technologies pour équilibrer l'offre et la demande. L'EDA ajoute que le mécanisme actuel qui sert à déterminer la tarification pour les ELD accorde la priorité aux solutions fondées sur les lignes de transport plutôt qu'aux autres solutions, même si la majorité des nouvelles technologies misent sur ces dernières[43], et les empêche de recouvrer les coûts liés à l'innovation dans les tarifs de l'électricité[44]. La formule en vigueur pour calculer les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration pendant l'application des tarifs ne tient pas compte des coûts ni des risques associés aux investissements dans de nouvelles technologies[45].

Permettre l'innovation et la récompenser

La province a demandé à la Commission de tenir compte de ces préoccupations et d'apporter les modifications nécessaires aux règlements pour promouvoir une culture d'innovation solide qui permet aux distributeurs d'électricité de lancer des technologies comme le stockage d'énergie et d'en recouvrer les coûts dans les tarifs. En même temps, le groupe d'experts de la Commission pour la modernisation passera en revue la façon dont elle peut s'adapter aux technologies et services novateurs et aux nombreuses embûches pour les réseaux énergétiques ontariens[46].

Le Plan stratégique : 2017-2022 de la Commission définit ses propres priorités pour les cinq années à venir. Le Plan indique que les services publics qui embrassent l'innovation seront récompensés adéquatement pour leurs efforts. La Commission se penchera sur des cadres de rémunération qui motivent les services publics à explorer des technologies novatrices rentables et qui leur donnent les moyens de le faire et elle entreprendra une

Les services publics qui embrassent l'innovation seront récompensés adéquatement.

revue exhaustive de ses règles et règlements en vigueur dans le but de les moderniser pour qu'ils laissent place à l'innovation. Ces mesures peuvent inclure deux enjeux spécifiques que l'EDA avait soulevés, soit les cadres qui définissent les tarifs et encouragent les investissements dans les technologies novatrices et qui augmentent la prévisibilité que la Commission approuve les dépenses en immobilisations dans des solutions autres que les lignes de transport, notamment le stockage[47].

Dans le cadre de la mise en œuvre du PELT, le ministère de l'Énergie a émis une directive à la Commission pour l'obliger à examiner certains de ces aspects, notamment les solutions de réseau intelligent et non fondées sur les lignes de transport, la gestion active du système avec la participation de l'abonné, la détermination des obstacles aux ressources comme le stockage ainsi que la promotion de la recharge intelligente pour les véhicules électriques[48]. Le plan approuvé de mise en œuvre du PELT de la Commission décrit l'ampleur du travail et les échéanciers pour moderniser l'industrie de l'électricité afin d'atteindre les objectifs décrits dans le PELT[49]. Voici quelques-uns de ces projets :

- des processus réglementaires pour appuyer la modernisation rentable du réseau et diminuer les obstacles au développement des ressources énergétiques décentralisées;
- l'étude d'occasions pour les ELD de simplifier l'accès à la recharge intelligente à domicile;
- l'étude de mécanismes qui définissent les tarifs et des revenus permis pour les ELD afin de les encourager à investir dans les nouvelles technologies;
- l'étude d'une part de réformes de règlements qui encouragent la mise en place et l'exploitation efficaces des ressources énergétiques décentralisées pour soutenir les installations traditionnelles de distribution et d'autre part de la façon dont les clients peuvent y jouer un rôle actif;
- l'amélioration des signaux de prix de la tarification en fonction de l'heure de consommation afin de promouvoir la consommation efficace et inciter les clients à modifier leurs comportements et possiblement adopter un nouveau cadre sur les prix pour les clients qui ne sont pas admissibles à la grille tarifaire réglementée;
- le dépistage de réformes réglementaires requises pour favoriser la recharge intelligente à domicile des VE.

La Commission lancera de grandes consultations et préparera des rapports avant d'apporter des changements au code ou aux politiques. Il faudra compter des années avant que le processus donne des résultats. Les recommandations sur la tarification à venir en fonction de l'heure de la consommation par exemple ne sont pas prévues avant la fin 2020; d'ici là, les surplus actuels d'électricité disparaîtront en grande majorité. Il semble que l'on rate une belle occasion.

Q16

Comment l'Ontario peut-il profiter pleinement de l'électricité propre en période creuse et éviter de la gaspiller?

Les ELD devraient-elles avoir le droit de recouvrer les coûts de l'innovation au moyen des tarifs?

Les services publics locaux d'électricité veulent que la Commission élargisse les types d'investissements admissibles au recouvrement des coûts au moyen des tarifs de distribution que paient les abonnés à l'électricité. Cette mesure pourrait certainement accélérer les investissements dans la nouvelle technologie axée sur la gestion de la charge en électricité. Toutefois, elle soulève aussi les risques que les ELD fassent des investissements inappropriés qui ne profitent pas à tous les clients ou puissent sortir d'autres fournisseurs de service de la course et étouffer l'innovation.

Dans bien des cas, les avantages des nouvelles technologies comme la recharge intelligente des VE seront répandus; certains avantages profiteront aux ELD (et à tous leurs clients), tandis que d'autres avantages profiteront à des clients bien précis qui détiennent ou exploitent la technologie. C'est pourquoi il est difficile de déterminer si un investissement devrait être admissible au recouvrement réglementé au moyen des tarifs. Le plan de mise en œuvre du PELT de la Commission fait état de cette difficulté.

Un sain débat a cours à savoir si les ELD devraient être les principaux acteurs à l'origine de nouvelles technologies et si l'inclusion de ces technologies dans les tarifs d'électricité est dans l'intérêt fondamental des abonnés à ce service. Bien d'autres joueurs aimeraient offrir certains de ces services. Par exemple, Ontario Power Generation détient aussi un certain nombre de ressources énergétiques décentralisées et a accumulé passablement d'expérience dans le domaine[50].

Les ELD peuvent explorer des projets commerciaux novateurs non liés au tarif. À quelques exceptions près, les ELD n'avaient pas le droit de lancer des projets commerciaux autres que la distribution d'électricité, sauf par l'entremise d'organismes affiliés[51]. Ces derniers, non assujettis à l'emprise de la Commission, peuvent explorer de nouveaux projets commerciaux, n'ont pas à respecter les règles liées aux tarifs et évoluent dans un marché concurrentiel[52]. De récentes modifications autorisent les ELD à exploiter directement d'autres projets commerciaux approuvés par la Commission[53]. Toutefois, depuis février 2018, aucune ELD n'a déposé une demande en ce sens[54].

Les surplus d'électricité actuels de l'Ontario en période creuse représentent une belle occasion pour accumuler de l'expérience en stockage d'énergie, en tarification et en recherche d'autres méthodes pour cesser de diminuer la production d'électricité sobre en carbone.

Conclusion

L'Ontario se tourne vers un futur où une plus grande consommation d'électricité sera nécessaire pour atteindre les objectifs de la province décrits dans la Loi sur le climat (Q15). Afin de réduire au minimum les coûts de cette électrification, il est essentiel que l'Ontario tire pleinement profit de toutes les énergies propres qui existent. Les surplus d'électricité actuels de l'Ontario en période creuse représentent une belle occasion pour accumuler de l'expérience en stockage d'énergie, en tarification et en recherche d'autres méthodes pour mieux apparier l'offre et la demande et pour cesser de diminuer la production d'électricité sobre en carbone. Compte tenu de la situation criante du changement climatique et de la nature temporaire des énormes surplus d'électricité sobre en carbone de l'Ontario, il serait dommage de laisser les surplus s'épuiser avant de se décider à les utiliser.

Notes de fin de chapitre

1. Une partie de l'électricité exportée n'est pas un « surplus », sauf qu'elle est délibérément produite aux fins d'exportation, lorsqu'il est profitable de le faire.
2. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, « 2017 Electricity Data », en ligne, [www.ieso.ca/corporate-ieso/media/year-end-data] (consulté le 28 février 2018). ONTARIO POWER GENERATION, renseignements remis à la CEO pour répondre à sa demande, le 12 janvier 2018.
3. Le plan pour prolonger l'exploitation de la centrale nucléaire de Pickering est un bon exemple de la façon dont l'électricité propre n'est pas utilisée à son plein potentiel. À l'heure actuelle, l'Ontario a uniquement besoin de la moitié de l'électricité générée par l'agrandissement de la centrale de Pickering, énergie qui serait autrement fournie par une centrale au gaz à émissions plus élevées ou par des importations; l'autre moitié d'énergie hors pointe éliminera le besoin d'avoir plus d'électricité renouvelable, et la SIERE devra donc l'exporter ou arrêter de la produire. (Ontario Power Generation, Assessment of Pickering Life Extension Options October 2015 Update, présentation au ministère de l'Énergie, novembre 2015, diapo 12.)
4. NORTHLAND POWER INC., Marmora Pumped Storage Hydro Facility: Questions and Answers, Toronto, octobre 2014, p. 5.
5. Certains barrages permettent le stockage sans avoir recours à l'électricité.
6. Ontario Power Generation, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 1er mars 2018.
7. ONTARIO POWER GENERATION, Conversion of Lower Notch GS to Pumped Storage Plant, février 2018.
8. INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY, Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030, Abu Dhabi, octobre 2017, p. 21.
9. « Wind energy project stores electricity in massive batteries at North Cape, PEI », CBC News, le 19 février 2016, en ligne, [www.cbc.ca/news/canada/prince-edward-island/wind-energy-1.3454865].
10. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, « Energy Storage », en ligne, [www.ieso.ca/sector-participants/energy-procurement-programs-and-contracts/energy-storage], (consulté le 28 février 2018). La Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité pense tirer quatre heures d'électricité du stockage (SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, Energy Storage Procurement -- Phase II, Backgrounder, novembre 2015).
11. Dans un rapport suivant, la SIERE a mis en évidence les découvertes importantes suivantes : les installations de stockage d'énergie peuvent soutenir les aspects fonctionnels du réseau au moyen d'une grande variété de services comme la régulation, le contrôle de la tension et les réserves d'exploitation, mais pour le faire de la façon la plus efficace possible, elles doivent être bien situées et de la bonne taille; il y a peu d'avantages à stocker l'énergie pendant de courtes périodes de temps (des jours, par exemple); un avantage supérieur réside dans le stockage d'énergie à long terme (des mois); tout projet de stockage d'énergie à venir doit correspondre au service qu'il doit fournir, p. ex., une capacité supplémentaire ou la régulation de la tension (SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, IESO Report: Energy Storage, Toronto, mars 2016, p. 15-20).
12. Festival Hydro, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 12 janvier 2018. SIMMONS, Galen, « Festival Hydro hosts grand opening ceremony for Canada's largest battery storage facility », Stratford Beacon Herald, le 13 décembre 2017, en ligne, [www.stratfordbeaconherald.com/2017/12/13/festival-hydro-hosts-grand-opening-ceremony-for-canadas-largest-battery-storage-facility]. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 5 mars 2018.
13. ENBRIDGE GAS, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 25 janvier 2018.
14. Régl. de l'Ont. 429/04 (Amendments under s. 25.33 of the Act), pris en application de la Loi de 1998 sur l'électricité
15. INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY, Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030, Abu Dhabi, octobre 2017, p. 50-99.
16. Étant donné que le stockage par pompage est une technologie bien établie, on s'attend à ce qu'il n'y ait pas d'améliorations majeures pour cette technologie et à ce que les coûts demeurent les mêmes.
17. LAZARD, Lazard's Levelized Cost of Storage Analysis- Version 3.0, New York, novembre 2017, p. 9 ,12, 14 et 28. C'est l'exemple tiré du rapport concernant le remplacement de la centrale de pointe qui a été utilisé. Le prix de l'électricité hors pointe est inférieur à 15 % du coût calculé de l'aller-retour.
18. Règl. de l'Ont. 516/17, qui modifie le Règl. de l'Ont. 429/04 (Amendments under s. 25.33 of the Act), pris en application de la Loi de 1998 sur l'électricité.
19. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, « Hourly Ontario Energy Price 2002-2017 », en ligne, [www.ieso.ca/-/media/files/ieso/power-data/data-directory/hoep_2002-2017.csv?la=en] (consulté le 28 février 2018). La différence de prix de l'électricité entre les périodes creuses et de pointe sera touchée si la quantité de stockage constitue une part importante de la demande générale d'électricité. L'exploitation de la centrale de stockage aura une incidence sur les prix de rajustement du marché à la fois le jour (l'approvisionnement en électricité fera diminuer le prix de rajustement du marché) et la nuit (le retrait de l'électricité le fera grimper). Par conséquent, la différence de prix entre le jour et la nuit diminuera.
20. L'achat d'électricité en surplus pourrait aussi avoir un coût autre que zéro pour tenir compte des pertes d'électricité liées au stockage et à la restitution de celle-ci sur le réseau. Selon la technologie de stockage, ces pertes peuvent être aussi faibles que 10 % ou aussi élevées que 70 %.
21. LAZARD, Lazard's Levelized Cost of Storage Analysis- Version 3.0, New York, novembre 2017, p. 27.
22. Fleetcarma, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 31 janvier 2018.
23. Ibid.
24. Fleetcarma, « Charge the North », en ligne, [chargethenorth.fleetcarma.com/] (consulté le 28 février 2018).
25. FleetCarma, Residential Smart Charging Pilot in Toronto, Results of a Utility Controlled Charging Pilot, Waterloo, 2017, p. 4-6.
26. ConEdison, « Electric Vehicle Charging Rewards », en ligne, [www.coned.

com/en/save-money/rebates-incentives-tax-credits/rebates-incentives-tax-credits-for-residential-customers/electric-vehicle-rewards] (consulté le 9 mars 2018).

27. National Renewable Energy Laboratory, « Electric Vehicle Grid Integration », en ligne, [www.nrel.gov/transportation/project-ev-grid-integration.html] (consulté le 28 février 2018).

28. International Renewable Energy Agency, Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030, Abu Dhabi, octobre 2017, p. 73.

29. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, IESO Report: Energy Storage, Toronto, mars 2016, p. 18.

30. Ibid., p. 23.

31. De façon semblable, l'Ontario Society of Professional Engineers (OSPE) a recommandé que les surplus d'électricité verte soient mis à la disposition des entreprises ontariennes à un tarif nominal (moins de 2 cents le kWh) pour des applications thermiques comme le chauffage de locaux ou le stockage d'énergie, notamment l'énergie convertie en gaz. (ONTARIO SOCIETY OF PROFESSIONAL ENGINEERS, Empower Ontario's Engineers to Obtain Opportunity , An Analysis of Ontario's Clean Electricity Exports, Toronto, novembre 2017, p. 5.)

32. Directive du ministre de l'Énergie de l'Ontario à l'Office de l'électricité de l'Ontario au sujet du programme des tarifs préférentiels d'électricité pour le secteur industriel, le 1er novembre 2012.

33. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, « Industrial Electricity Incentive Programs », en ligne, [www.ieso.ca/sector-participants/energy-procurement-programs-and-contracts/industrial-electricity-incentive-program] (consulté le 28 février 2018).

34. COMMISSAIRE À L'ENVIRONNEMENT DE L'ONTARIO, Créer une dynamique, Résultats, Rapport annuel sur les progrès liés à l'économie d'énergie, 2012, vol. 2,Toronto, décembre 2013, p. 55.

35. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 5 mars 2018.

36. COMMISSAIRE À L'ENVIRONNEMENT DE L'ONTARIO, Créer une dynamique, Résultats, Rapport annuel sur les progrès liés à l'économie d'énergie, 2012, vol. 2,Toronto, décembre 2013, p. 56.

37. COMMISSION DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO, Electricity Pricing Pilots Test More Choice for Residential Consumers, Toronto, août 2017.

38. Lettre de la Commission de l'énergie de l'Ontario à London Hydro, le 13 avril 2017, en ligne, [www.rds.oeb.ca/HPECMWebDrawer/Record/568500/File/document].

39. Les clients de la classe B comprennent tous les clients dont la demande de pointe est inférieure à 500 kW et certains dont la demande se situe entre 500 kW et 5 MW. Les clients de la grille tarifaire réglementée (GTR), soit les clients résidentiels et certaines petites entreprises, forment une sous-catégorie des clients de la classe B dont la demande de pointe est inférieure à 50 kW et qui profitent déjà de la tarification en fonction de l'heure de consommation.

40. COMMISSION DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 31 janvier 2018.

41. Ibid.

42. EDA, The Power to Connect, 2017.

43. VELLONE, JOHN A. D., The Power to Adapt through Innovation, présentation livrée en janvier 2018 au congrès de l'EDIST, Borden Ladner Gervais LLP, 2018, diapo 24.

44. COMMISSION DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 5 mars 2018.

45. VELLONE, JOHN A. D., The Power to Adapt through Innovation, présentation livrée en janvier 2018 au congrès de l'EDIST, Borden Ladner Gervais LLP, 2018, diapo 27.

46. https://news.ontario.ca/mei/fr/2017/12/lontario-met-sur-pied-un-groupe-dexperts-en-vue-de-moderniser-la-commission-de-lenergie-de-lontario.html

47. ELECTRICITY DISTRIBUTORS ASSOCIATION, The Power to Connect, Advancing Customer-Driven Electricity Solutions for Ontario, Toronto, février 2017, p. 37-38 et 69-70.

48. Directive du ministre de l'Énergie de l'Ontario remise à la Commission de l'énergie de l'Ontario au sujet du plan de mise en œuvre du Plan énergétique à long terme de 2017, le 25 octobre 2017.

49. COMMISSION DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO, The Ontario Energy Board's 2017 LTEP Implementation Plan, Toronto, le 31 janvier 2018, p. 10-14, 19-23 et 33-35.

50. OPG possède un nombre important de génératrices décentralisées d'énergie renouvelable lesquelles sont principalement des centrales hydroélectriques intégrées au réseau de distribution de Hydro One. Par conséquent, OPG a beaucoup d'expérience et de connaissances dans l'exploitation de ressources énergétiques décentralisées. OPG s'attend à continuer à jouer un rôle de premier plan dans ce domaine en évolution et crée de façon active de nouvelles occasions profitables pour les clients dans le domaine (renseignements obtenus d'OPG, le 1er mars 2018).

51. Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario, paragraphe 71(1).

52. Un code sur les relations avec les sociétés affiliées (Affiliate Relationship Code) décrit les règles relatives aux relations entre les ELD et les sociétés affiliées.

53. Ibid., paragraphe 71(4).

54. COMMISSION DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 31 janvier 2018.

Comment l'Ontario peut-il profiter pleinement de l'électricité propre en période creuse et éviter de la gaspiller?

L'AVENIR DE L'ÉLECTRICITÉ EN ONTARIO

QUESTION 17

Quel sera l'impact du remaniement du marché de l'électricité de l'Ontario sur le coût et les émissions de gaz à effet de serre du réseau d'électricité?

Le remaniement du marché (également appelé le renouvellement du marché) pourrait faire économiser de l'argent, mais il n'assure pas encore une voie claire vers un avenir où l'électricité est sobre en carbone à long terme.

Aujourd'hui, les producteurs tirent seulement 17 % de leurs revenus des marchés de l'électricité de l'Ontario, le reste provient de contrats à long terme ou de taux réglementés (Q2). Le renouvellement du marché sert à réduire le coût pour les abonnés en incitant les producteurs à se livrer concurrence pour une part beaucoup plus importante de leurs revenus dans les marchés à court terme pour différents services, comme la capacité à répondre à la demande de pointe, à fournir de l'électricité à toute heure ou à répondre rapidement aux variations de la demande. Transformer le marché est une tâche monumentale qui nécessitera des années.

La plus importante voie de renouvellement du marché est la vente aux enchères de la nouvelle capacité, particulièrement pour accroître la capacité par paliers pour veiller à ce que l'Ontario ait suffisamment d'électricité en période de pointe. Les ventes aux enchères de la capacité poussent les producteurs et les autres ressources à se faire concurrence à répétition pour obtenir la possibilité de fournir de l'électricité ou de réduire la demande de pointe, sans obtenir de contrats à long terme. Ces ventes aux enchères devraient intégrer certaines ressources à faible coût marginal, comme la production continue des producteurs existants d'électricité issue du gaz naturel, de l'énergie éolienne ou solaire après l'expiration de leurs contrats de départ, les mises à niveau des installations existantes ou l'économie d'énergie qui réduit la consommation d'électricité en période de pointe. Toutefois, ces mesures pourraient ne pas engendrer une importante capacité nouvelle de production qui nécessite des investissements préalables, et même si c'était le cas, les centrales au gaz naturel pourraient dominer le marché au détriment de celles aux faibles émissions.

Ce modèle pourrait maintenir les coûts d'approvisionnement bas si la demande en électricité demeure stable comme prévu dans le Plan énergétique à long terme. Tel que proposé actuellement, le renouvellement du marché semble moins propice à répondre aux besoins de l'Ontario dans un monde où la consommation d'électricité aux faibles émissions est appelée à croître (Q15). Sans meilleures politiques pour soutenir les nouvelles ressources en électricité sobres en carbone et l'économie d'énergie, la production d'électricité à partir du gaz naturel et les émissions de gaz à effet de serre augmenteront vraisemblablement. La Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité s'efforce de régler ce problème.

Table des matières

LES FAITS EN DÉTAIL 280

Introduction 280

Comment les marchés de l'électricité actuels de l'Ontario fonctionnent-ils? 280

Quels changements apporte le renouvellement du marché? 282

Qu'est-ce que le marché de la capacité et comment fonctionnera-t-il? 282

Quels types de ressources seraient sollicités? 283

L'économie d'électricité peut-elle s'intégrer au renouvellement du marché? 284

Le renouvellement du marché permettra-t-il d'économiser de l'argent? 285

La vente aux enchères de la capacité causera-t-elle la construction de nouvelles centrales d'énergie? 286

Si tel est le cas, de quel type de centrale s'agira-t-il? 286

Le profil d'approvisionnement de l'Ontario demeurera-t-il sobre en carbone dans le cadre du renouvellement du marché? 286

Solutions possibles 288

Conclusion 288

Notes de fin de chapitre 289

Les faits en détail…

Introduction

Le réseau d'électricité de l'Ontario doit bien remplir plusieurs fonctions : avoir accès à une capacité de production d'électricité suffisante pour répondre de manière fiable aux besoins de l'Ontario lorsque la demande est à son point culminant; fournir de l'électricité dont le coût est les répercussions environnementales sont raisonnables à toute heure de l'année; et finalement, faire continuellement correspondre l'approvisionnement en électricité à la demande en temps réel. Il doit également aider l'Ontario à réaliser les autres buts de ses politiques, par exemple respecter la Loi de 2016 sur l'atténuation du changement climatique et une économie sobre en carbone.

À mesure que les ressources en électricité de l'Ontario atteignent la fin de leur vie, ou que des conditions externes (p. ex., la demande d'électricité dans son ensemble) changent, de nouvelles ressources pourraient être nécessaires pour que le réseau d'électricité de l'Ontario continue de fonctionner comme prévu.

Le Plan énergétique à long terme de 2017 de l'Ontario engage la province à acquérir de nouvelles ressources au moyen de mécanismes compétitifs fondés sur le marché, par exemple les ventes aux enchères, conçus pour répondre à des besoins spécifiques du réseau. Certains des changements pour le marché proposés sont déjà connus, tandis que d'autres devront probablement être élaborés. Cette approche s'appelle le « renouvellement du marché ». Il s'agit d'un changement majeur par rapport au système utilisé durant la dernière décennie, qui employait un approvisionnement centralisé et des contrats à long terme spécifiques à chaque technologie (souvent d'une durée de 20 ans) afin de faire construire de nouvelles installations de production d'électricité (Q2).

Le but du renouvellement du marché est d'améliorer et d'agrandir les marchés de l'électricité de l'Ontario, « afin de répondre aux besoins énergétiques actuels et futurs de l'Ontario de façon fiable, transparente, efficace et à moindre coût »[1]. Le renouvellement du marché abordera certains problèmes connus liés à la conception actuelle du marché et augmentera la rapidité du réseau d'électricité à répondre aux conditions en évolution, en évitant les contrats à long terme. Sa méthodologie privilégiée

Dans le cadre du long débat philosophique de l'Ontario entre le contrôle gouvernemental et les marchés libres, il s'agit d'un retour du balancier vers les marchés libres.

consiste à inciter les producteurs et les autres ressources à se faire concurrence pour offrir des services précis sur de courtes périodes. Dans le cadre du long débat philosophique de l'Ontario à savoir ce qui convient le mieux pour les politiques énergétiques entre le contrôle gouvernemental et les marchés libres[2], il s'agit d'un retour du balancier vers les marchés libres. Essentiellement, elle correspond à la transition de plusieurs compagnies qui offraient des emplois sûrs à long terme vers une économie à la demande où les travailleurs rivalisent pour se faire confier des travaux.

Similairement à l'économie à la demande, cette approche fait habituellement épargner de l'argent à l'acheteur, du moins à court terme, mais cette réduction du prix pourrait se faire au prix d'autres biens publics (sociaux, économiques, environnementaux, etc.).

Comment les marchés de l'électricité actuels de l'Ontario fonctionnent-ils?

La SIERE exploite de nombreux marchés sur les services d'électricité. La marché de l'électricité en temps réel est de loin le plus important. Les producteurs d'électricité offrent leur production potentielle d'électricité sur le marché au prix qu'ils décident et la SIERE gère continuellement ce marché (à des intervalles de 5 minutes) afin de sélectionner un ensemble d'offres au plus bas coût pour répondre à la demande immédiate en électricité de l'Ontario. Ce marché détermine le prix de gros de l'électricité ainsi que les producteurs qui fourniront l'électricité pour chaque intervalle de cinq minutes. En général, le prix courant se fixe tout juste au-dessus du coût d'exploitation marginal de la production (près de zéro pour l'électricité nucléaire et la plupart des énergies renouvelables et près du coût du carburant pour la production au gaz).

Au cours des dernières années, le prix sur le marché de gros a chuté (figure 17.1), puisque d'une part l'offre de production à faible coût marginal a augmenté et d'autre part les coûts liés au carburant de la production au gaz ont aussi atteint des niveaux historiquement bas (Q4). Tous les producteurs reçoivent le prix de rajustement du marché lorsqu'ils sont mandatés par la SIERE pour produire de l'électricité. Ainsi, tous les producteurs tirent moins de revenus sur le marché de gros de l'électricité. En raison du nombre limité d'occasions de tirer des revenus du marché de gros, les contrats à long terme ont servi à faire construire de nouvelles installations de production en garantissant aux producteurs suffisamment de revenus pour récupérer le capital investi. Un paiement hors marché appelé rajustement global (voir Q8) couvre les autres 83 % de leurs revenus, c'est-à-dire, la différence entre les sommes garanties aux producteurs dans ces contrats à long terme et les revenus qu'ils tirent des marchés de la SIERE.

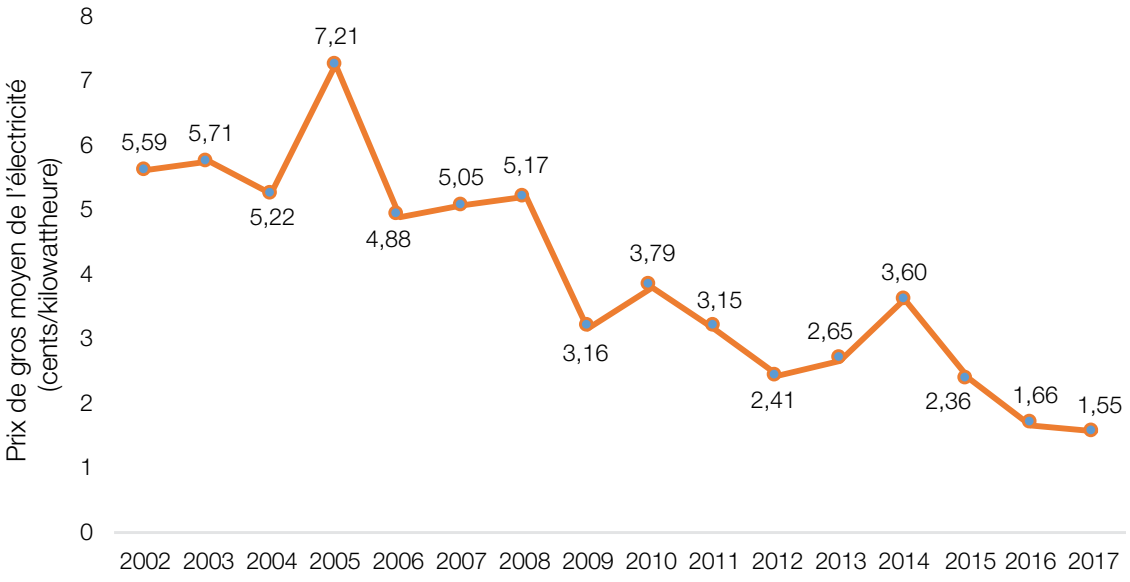


Figure 17.1. Moyenne annuelle du prix de gros de l'électricité de 2002 à 2017

Source : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, « Average weighted hourly prices ¢/kWh », en ligne, [www.ieso.ca/-/media/files/ieso/power-data/data-directory/average-weighted-hourly-price-kwh.xlsx?la=en] (consulté le 15 mars 2018).

Les producteurs d'électricité ont tiré seulement environ 17 % de leurs revenus des marchés en 2016.

La SIERE exploite plusieurs autres marchés pour des services supplémentaires au réseau, par exemple pour la réserve d'exploitation (systèmes d'alimentation en électricité d'urgence en mesure de fournir de l'électricité à court préavis). Ces marchés peuvent être considérables pour certaines sources d'électricité, mais dans l'ensemble ils sont de petite taille.

Dans le cadre du renouvellement du marché, les ressources en électricité doivent tirer une plus grande part de leurs revenus des marchés, sans avoir recours aux contrats à long terme ni au rajustement global. La figure 17.2 montre que les producteurs d'électricité ont tiré seulement environ 17 % de leurs revenus des marchés en 2016. Puisque la plupart des ressources font actuellement l'objet de contrats à long terme (qui n'expireront pas avant des décennies dans certains cas) et qu'une grande part des revenus d'Ontario Power Generation est garantie au moyen d'un processus de réglementation des tarifs, il se peut qu'une transition complète vers les mécanismes du marché ne soit pas possible. Si elle l'était, elle prendrait bien des années à se concrétiser.

Q17

Quel sera l'impact du remaniement du marché de l'électricité de l'Ontario sur le coût et les émissions de gaz à effet de serre du réseau d'électricité?

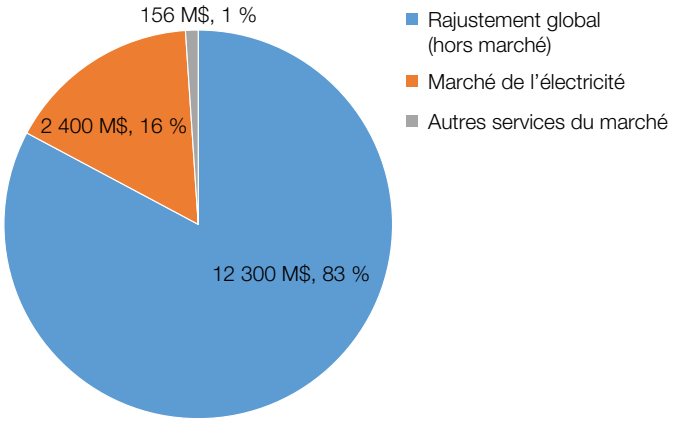


Figure 17.2. Sources de revenus des ressources d'électricité de l'Ontario (en millions de $) en 2016

Remarque : Les « autres services du marché » comprennent la réserve d'exploitation (54 millions de $), la réglementation (44 millions de $), la puissance réactive et le contrôle de la tension (18 millions de $), le redémarrage à froid (2 millions de $) et la réponse à la demande (36 millions de $).

Source : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, « Revenue Opportunities in the IESO Administered Market », information contextuelle pour le NER-SC, janvier 2017, diapo 19.

Quels changements apporte le renouvellement du marché?

Le travail en cours dans le cadre du renouvellement du marché est divisé en trois points qui fournissent chacun des services particuliers pour le réseau[3] :

- **Énergie :** Améliorer l'efficacité du marché actuel de l'électricité en temps réel, par exemple en faisant mieux correspondre les paiements du marché aux contraintes physiques du réseau d'électricité, comme les limites susceptibles d'entraver le transport de l'électricité d'une région de la province à une autre[4].
- **Exploitabilité et flexibilité :** Améliorer la capacité du réseau à réagir rapidement (dans l'heure) aux différences entre les prévisions sur l'offre et la demande par rapport à la réalité. Par exemple, en améliorant l'utilisation des interconnexions pour transmettre l'électricité de l'Ontario et des autres régions (qui sont actuellement planifiées toutes les heures). Ce point pourrait comprendre des changements aux actuels marchés de services auxiliaires ou encore créer de nouveaux marchés.
- **Capacité :** Un nouveau marché afin que la capacité réponde à la demande de pointe.

D'autres projets de renouvellement du marché pourraient être mis sur pied.

Toutes ces sources pourraient avoir des implications importantes. Par exemple, la flexibilité devrait améliorer la capacité de l'Ontario à intégrer plus efficacement des quantités supérieures de production intermittente d'électricité renouvelable (Q6). De plus, il est probable qu'elle crée de nouvelles occasions de revenus découlant du stockage de l'énergie et pour les producteurs d'électricité renouvelable qui sont en mesure de fournir des services pour lesquels aucun marché n'existe en Ontario à ce jour, par exemple le fait de rapidement diminuer la production en réaction aux baisses dans la demande[5].

Pour les besoins de l'approvisionnement en électricité à long terme, le marché de la capacité est sans doute le plus important.

Le PELT montre un « écart de capacité » pour les périodes de pointe à partir de 2023 environ.

Qu'est-ce que le marché de la capacité et comment fonctionnera-t-il?

L'Ontario a besoin de suffisamment de ressources capables de produire de l'électricité durant les quelques heures de l'année où la demande d'électricité est à son plus haut et elle doit également maintenir une marge de réserve obligatoire (Q5). Historiquement, c'est ce besoin qui a poussé l'Ontario à acquérir davantage de capacité de production d'électricité et à économiser davantage d'énergie. Selon les prévisions du ministère de l'Énergie et en supposant que la prolongation du permis d'exploitation de la centrale de Pickering est approuvée (Q14), le PELT montre un « écart de capacité » pour les périodes de pointe à partir de 2023 environ (figure 17.3).

La nouvelle vente aux enchères sur la capacité vise à combler cet écart. Les ressources soumettront un prix en fonction de la quantité de capacité (mesurée en mégawatts, MW) qu'ils sont en mesure de fournir de manière fiable durant les périodes de pointe, que ce soit en fournissant de l'électricité ou en réduisant la consommation d'électricité. Le marché de la capacité de l'Ontario tiendrait probablement une vente aux enchères annuelle. Les gagnants auraient un revenu assuré pour seulement une année, tout au plus quelques-unes, contrairement aux contrats actuels sur 20 ans.

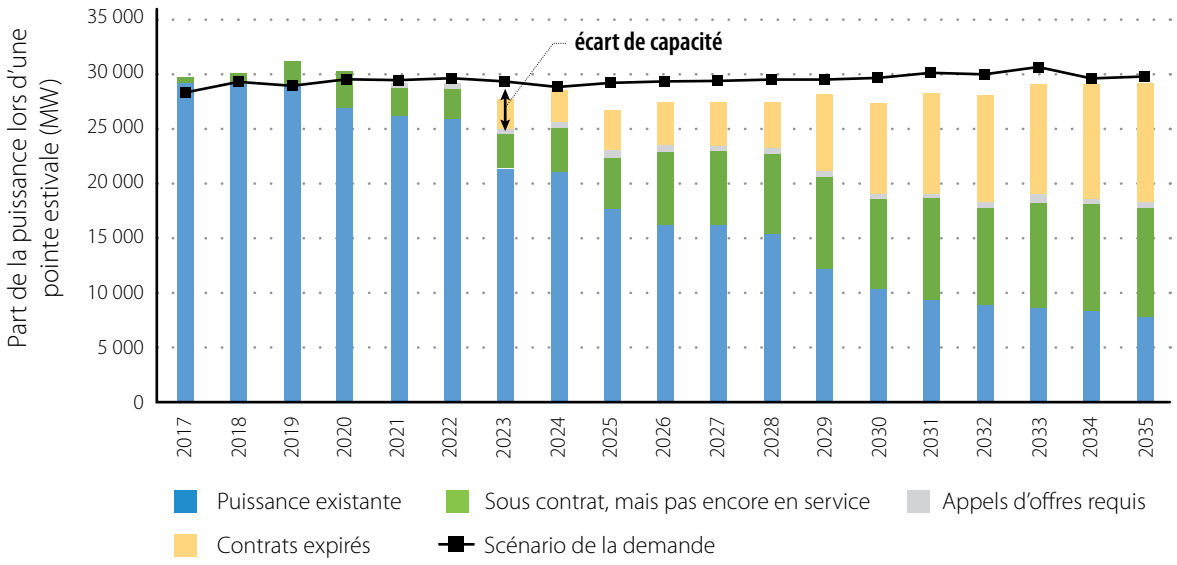


Figure 17.3. Le PELT de 2017 prévoit la demande en électricité et la capacité existante, en supposant que les ressources existantes continueront de fournir de l'énergie après l'expiration de leurs contrats actuels (2017-2035).

Source : Ministère de l'Énergie, Plan énergétique à long terme de 2017 de l'Ontario : Garantir l'équité et le choix, Imprimeur de la Reine pour l'Ontario, 2017, p. 41

Quels types de ressources seraient sollicités?

L'Ontario propose d'utiliser une vente aux enchères sur la capacité, mais seulement pour la capacité « excédentaire ». Autrement dit, la capacité des ressources actuelles qui fait l'objet d'un contrat (ou les ressources d'OPG dont les tarifs sont réglementés par la Commission de l'énergie de l'Ontario) ne serait pas sollicitée. (Ces ressources pourraient y participer seulement s'ils peuvent fournir une capacité excédentaire qui ne fait pas l'objet d'un contrat à l'heure actuelle, p. ex., au moyen de modernisations.[6]) La vente aux enchères ne tiendrait pas compte des technologies. Parmi les ressources qui pourraient y participer, on compte les producteurs dont les contrats sont expirés, les importations, les installations de stockage d'énergie, les ressources d'économie d'énergie (p. ex., les grands consommateurs d'électricité qui pourraient réduire leur consommation d'électricité en périodes de pointe) et possiblement de nouveaux producteurs.

En Ontario, les producteurs actuels dont les contrats arrivent bientôt à terme sont susceptibles de jouer un rôle important dans la vente aux enchères de capacité. D'ici le milieu de la décennie 2020, de nombreuses centrales au gaz se trouveront dans cette position, puis quelques années plus tard ce sera au tour de bon nombre d'installations éoliennes, solaires et hydroélectriques[7]. Comme le montre la figure 17.3, si toutes les ressources expirées participent à la vente aux enchères, presque tout l'écart de capacité prévu dans le PELT serait comblé.

Q17 Quel sera l'impact du remaniement du marché de l'électricité de l'Ontario sur le coût et les émissions de gaz à effet de serre du réseau d'électricité?

Dans certaines autres régions, les ventes aux enchères de capacité ont réussi à récolter des ressources à faible coût sans passer par la construction de nouvelles installations. Les améliorations afin d'augmenter la capacité de production d'électricité des producteurs existants, les ressources liées à la demande et les importations sont des exemples de ce phénomène pour le réseau d'électricité de la Pennsylvanie, du New Jersey et du Maryland[8]. Certaines de ces ressources auraient pu ne pas avoir été comprises dans une planification centralisée.

L'encadré « L'économie d'électricité peut-elle s'intégrer au renouvellement du marché? » aborde en détail le rôle potentiel de l'économie d'énergie dans le renouvellement du marché.

L'économie d'électricité peut-elle s'intégrer au renouvellement du marché?

L'économie d'énergie peut fournir une capacité pour répondre à la demande de pointe en réduisant la consommation d'électricité, non pas en produisant de l'électricité. La réponse à la demande, une forme d'économie d'énergie où les abonnés réduisent leur consommation d'électricité en temps réel ou pratiquement réel conformément aux instructions de l'exploitant du réseau, s'est avérée être déjà une bonne option pour la vente aux enchères de capacité qui sera au centre du renouvellement du marché. En réalité, depuis plusieurs années, l'Ontario tient une vente aux enchères spécialement pour les fournisseurs de réponse à la demande qui a servi de banc d'essai en prévision d'une vente aux enchères plus exhaustive de la capacité[9]. La vente aux enchères de la réponse à la demande a permis d'acquérir une capacité auprès d'une grande variété de participants à un coût inférieur au modèle précédent, lequel s'appuyait sur des contrats à long terme à prix fixe. Pour 2018, la SIERE dispose d'une capacité de réponse à la demande de 571 MW pour la demande de pointe estivale et de 712 MW pour la demande de pointe hivernale qu'elle a acquise au moyen de la vente aux enchères[10].

L'utilisation de ces ressources de réponse à la demande est intégrée au marché de gros de l'électricité. Lorsque les prévisions indiquent une hausse des prix courants (ou une situation d'exploitation d'urgence), les fournisseurs de réponse à la demande sont interpellés et doivent être prêts à réduire leur consommation d'électricité durant cette journée si le prix courant atteint les sommets prévus[11]. La structure actuelle n'est pas parfaite, puisque les conditions nécessaires pour activer le processus font en sorte qu'il est très improbable que les fournisseurs de réponse à la demande soient appelés à diminuer leur consommation d'électricité. La SIERE travaille à apporter des changements pour promouvoir l'utilisation de la réponse à la demande et elle a aussi l'intention d'intégrer la vente aux enchères spécifique à la réponse à la demande à celle sur la capacité, où elle pourra faire concurrence à d'autres ressources, par exemple la production[12].

Qu'en est-il de l'économie d'énergie traditionnelle et des mesures sur l'efficacité énergétique qui permettent d'économiser de l'électricité même durant les périodes de pointe, mais ne peuvent pas répondre aux directives de l'opérateur du réseau de la même façon que la réponse à la demande et la production d'électricité? Le New England Independent System Operator (ISO) montre que ce type d'économie d'énergie peut aussi faire partie des ventes aux enchères de capacité[13]. Selon l'ISO, les ressources liées à la demande sont classées en tant que ressource active (réponse à la demande) qui est activée au besoin, ou alors en tant que ressource passive (projets d'économie d'énergie) qui économise de l'électricité durant plusieurs heures.

Les ressources liées à la demande, tant actives que passives, ont été incorporées au marché de la capacité de la Nouvelle-Angleterre depuis 2010. Les ressources passives sont offertes dans la vente aux enchères en fonction de leur capacité à réduire la consommation d'électricité durant les heures

de pointe estivales et hivernales (p. ex., de 13 h à 17 h les jours de semaine en juin, juillet et août pour la pointe estivale). Les ressources passives ne participent pas au marché de l'énergie en temps réel. En janvier 2018, la Nouvelle-Angleterre possédait une capacité de réponse à la demande approximative de 2 700 MW, dont 2 000 MW était passifs[14].

Dans certaines régions, les consommateurs et les fournisseurs du secteur privé peuvent se faire concurrence dans une vente aux enchères spécifique à l'économie d'énergie en faisant une offre correspondant à la quantité d'incitatifs dont ils auront besoin pour fournir une quantité spécifique d'économies d'électricité. En théorie, cette méthode pourrait faire en sorte que le coût de l'économie d'énergie sera moindre que le prix actuel. Le programme Bid4Efficiency de l'American Electric Power Ohio en est un exemple[15]. Cependant, les programmes d'économie d'énergie à coût supérieur, comme ceux qui s'adressent aux collectivités autochtones ou à faible revenu, pourraient ne pas être financés par un tel système.

Ces exemples suggèrent que certains programmes d'économie d'énergie autres que ceux de réponse à la demande pourraient potentiellement être intégrés au renouvellement du marché d'une certaine façon[16]. Il s'agirait d'un changement important par rapport au modèle actuel d'économie d'énergie de l'Ontario, dans lequel les ELD et la SIERE disposent de budgets pour mener les programmes d'économie d'énergie (Q19) de manière totalement indépendante du cadre du marché de l'électricité.

Il faudra une analyse plus poussée pour déterminer si une approche fondée sur le marché aurait du sens en ce qui concerne l'économie d'énergie. À l'exception de la réponse à la demande, l'intégration de l'économie d'énergie au renouvellement du marché n'est pas une priorité urgente pour la SIERE.

Les marchés peuvent faire chuter les prix lorsque l'offre est amplement suffisante et également engendrer des hausses rapides des prix lorsque la demande est élevée.

Le renouvellement du marché permettra-t-il d'économiser de l'argent?

Une évaluation de la rentabilité effectuée pour la SIERE a estimé que le renouvellement du marché pourrait réduire les coûts de la production à venir de 2,2 milliards à 5,2 milliards de dollars sur une période de 10 ans[17]. Il faut toutefois se rappeler que les marchés peuvent faire chuter les prix lorsque l'offre est amplement suffisante et que la demande est faible; les marchés peuvent également engendrer des hausses rapides des prix lorsque la demande est élevée et que l'offre est restreinte; le marché ontarien de l'électricité a connu une telle situation lors de l'été chaud de 2002[18]. Comme décrit dans la partie Q15, le PELT ne tient pas compte de la considérable augmentation de la consommation d'électricité qui sera nécessaire pour électrifier d'autres parties du secteur de l'énergie afin de respecter les obligations de l'Ontario relativement au changement climatique. Ainsi, la figure 17.3 et le PELT sous-estiment vraisemblablement les besoins à venir de l'Ontario en matière de capacité. Si tel est le cas, le renouvellement du marché pourrait ne pas réussir à obtenir de l'électricité à faible coût de façon fiable.

La possibilité d'éviter d'avoir à construire de nouvelles installations coûteuses pour accroître la production est l'un des principaux intérêts des ventes aux enchères de capacité. Dans le cas du réseau de PJM, les ventes aux enchères de capacité ont permis de repousser la nécessité de construire de nouvelles installations de production pendant près d'une décennie. La SIERE prévoit d'être en mesure de graduellement s'intégrer au marché de capacité avec une première vente aux enchères pour une petite quantité de capacité qui ne nécessitera probablement pas de nouvelle production[19]. Bien sûr, ces occasions bon marché pourraient éventuellement être épuisées.

Quel sera l'impact du remaniement du marché de l'électricité de l'Ontario sur le coût et les émissions de gaz à effet de serre du réseau d'électricité?

La vente aux enchères de la capacité causera-t-elle la construction de nouvelles centrales d'énergie?

Les marchés de la capacité ont en effet mené à la construction de nouvelles ressources dans certaines régions, mais pas dans d'autres. Par exemple, ces marchés ont mieux fonctionné en Nouvelle-Angleterre et dans le réseau qui regroupe la Pennsylvanie, le New Jersey et le Maryland qu'en Californie[20]. Le réseau de l'Ontario ressemble probablement davantage à celui de la Californie, en raison de sa grande quantité de ressources de production sous contrat à long terme.

Les ventes aux enchères de la capacité à court terme changent le type d'installations qui se font construire.

Si tel est le cas, de quel type de centrale s'agira-t-il?

Même si elles mènent à la construction de nouvelles installations, les ventes aux enchères de la capacité à court terme changent le type d'installations qui se font construire. Ces ventes aux enchères intéressent les producteurs dont les coûts en immobilisations initiaux sont faibles (même si leurs émissions et leurs coûts d'exploitation sont plus élevés) et n'intéressent pas les producteurs dont les coûts en immobilisations sont élevés, même si leurs émissions et leurs coûts à long terme sont plus faibles[21]. À moins que l'on prenne des précautions précises, ces ventes aux enchères sont plus susceptibles de mener à des ressources de production d'électricité au moyen du gaz naturel[22] qu'à des ressources renouvelables et sobres en carbone ou qu'au stockage[23].

La question se pose également à savoir à quelle vitesse les nouvelles centrales pourront être construites. L'Ontario propose d'établir une période de 3 à 4 ans entre la vente aux enchères et la période visée par les engagements afin de pouvoir construire les nouvelles installations. De nombreuses soumissions faites à la SIERE ont souligné que la phase de développement de nouvelle production peut nécessiter 6 ans ou plus (selon le type de ressource)[24]. Si tel est le cas, une période de 3 à 4 ans exclurait certaines ressources (p. ex., l'hydroélectricité).

Le profil d'approvisionnement de l'Ontario demeurera-t-il sobre en carbone dans le cadre du renouvellement du marché?

Le Plan énergétique à long terme souligne que le renouvellement du marché tiendra compte des exigences de réduction des gaz à effet de serre de l'Ontario, mais n'explique pas de quelle manière[25]. Les éléments actuels du renouvellement du marché, y compris le marché de capacité, ne suffiront pas à maintenir les émissions du secteur de l'électricité de l'Ontario à leur faible niveau actuel.

En 2016, les producteurs au gaz ont été employés pour aider à répondre à la demande durant environ 17 % des heures et ils ont fourni 8 % d'électricité (4 % dans les chiffres préliminaires de 2017). Selon les prévisions du PELT, cette moyenne est appelée à augmenter modérément au cours des années à venir, puisque le gaz doit jouer un rôle accru depuis la fermeture de la centrale nucléaire de Pickering ainsi que pendant la remise à neuf des centrales de Bruce et de Darlington (Q14). Par conséquent, les émissions de gaz à effet de serre du secteur de l'électricité augmenteront légèrement (figure 17.4).

Les éléments actuels du renouvellement du marché ne suffiront pas à maintenir les émissions du secteur de l'électricité de l'Ontario à leur faible niveau actuel.

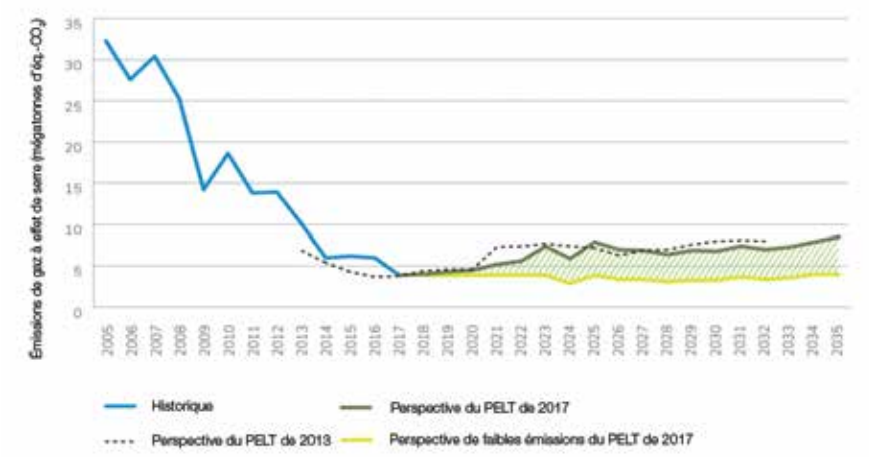


Figure 17.4. Émissions du secteur de l'électricité de l'Ontario (2005-2035).

Source : Ministère de l'Énergie, Plan énergétique à long terme de 2017 de l'Ontario : Garantir l'équité et le choix, Imprimeur de la Reine pour l'Ontario, 2017, p. 118.

Encore une fois, ces prévisions sont fondées sur une demande d'électricité stable. Si, à la place, la demande augmente pour éviter le recours aux combustibles fossiles aux fins de chauffage et de transport (Q15), et qu'on ne construit pas de nouvelles installations de production sobre en carbone, les émissions issues de la production au gaz naturel monteront en flèche[26].

Les marchés de l'électricité à eux seuls ne parviendront pas nécessairement à réaliser suffisamment de réductions d'émissions sans une politique de carbone fondée sur le marché. Si le prix du carbone n'est pas fixé, ou s'il est trop bas pour entraîner les réductions d'émissions nécessaires, alors le marché de gros de l'électricité réduira simplement au minimum les autres coûts sans tenir entièrement compte de la valeur d'une politique publique visant à éviter les émissions de carbone[27].

Jusqu'à présent, le renouvellement du marché ne comprend aucun mécanisme pour veiller à ce que les nouvelles installations de production d'électricité de l'Ontario demeurent sobres en carbone ou peu polluantes. Le marché de la capacité à lui seul est peu susceptible d'entraîner une nouvelle production d'électricité à partir d'énergie renouvelable. De plus, le marché de gros ne sera vraisemblablement pas en mesure de générer suffisamment de revenus pour obtenir de nouvelles

Le renouvellement du marché ne comprend aucun mécanisme pour veiller à ce que les nouvelles installations de production d'électricité de l'Ontario demeurent sobres en carbone ou peu polluantes.

installations d'électricité renouvelable, du moins pendant les premières années du renouvellement du marché, puisque le prix de gros moyen de l'électricité est si faible, comme le montre la figure 17.1. Un avenir dans lequel la demande est accrue ferait augmenter le prix de gros de l'électricité, puisque la production au gaz fixerait le prix de rajustement du marché durant une plage horaire élargie, et le prix de l'offre de production au gaz serait accru durant cette période, en raison du programme de plafonnement et d'échange[28]. Toutefois, cette situation n'incitera vraisemblablement pas la construction de nouvelles installations d'énergie renouvelable.

Selon les propositions actuelles, ces marchés n'intensifieront pas non plus le rôle de l'économie d'énergie dans la réduction de la consommation d'électricité et des émissions. Le marché de la capacité

attirera vraisemblablement de nouvelles ressources de réponse à la demande, mais l'expérience acquise à ce jour indique que, une fois acquises, ces ressources ne seront pas utilisées très souvent pour réduire la consommation d'électricité. Il en est ainsi parce que l'activation de ces ressources dans le marché de gros de l'électricité pourrait être plus dispendieuse que celle des centrales au gaz naturel[29].

Solutions possibles

La SIERE reconnaît ce dilemme et a mis sur pied un groupe de travail sur le renouvellement du marché appelé le Sous-comité sur les ressources zéro émission[30]. Ce groupe cherche des moyens d'intégrer les ressources sobres en carbone dans les ventes aux enchères et de déterminer quels autres services elles pourraient fournir au réseau ainsi que de savoir s'il est nécessaire d'ajouter des mécanismes incitatifs pour valoriser les éléments environnementaux[31].

Les approches suivantes pourraient être envisagées :

1. une politique claire du gouvernement qui limite la quantité de combustibles fossiles qui peuvent être mis aux enchères;
2. des ventes aux enchères réservées à l'énergie verte et aux ressources d'économie d'énergie, possiblement aux périodes d'engagement plus longues;
3. de nouveaux marchés qui accordent une valeur concrète aux avantages pour l'environnement.

Il n'est pas du tout évident de savoir comment conjuguer une approche de marché axée sur la réduction des coûts à court terme aux autres objectifs de politiques publiques de l'Ontario, notamment ceux sur l'air pur et l'atténuation du changement climatique.

Conclusion

Le renouvellement du marché pourrait réduire les coûts d'approvisionnement en électricité de l'Ontario, du moins à court terme, si la croissance de la demande est limitée. Cependant, il n'est pas du tout évident de savoir comment conjuguer une approche de marché axée sur la réduction des coûts à court terme aux autres objectifs de politiques publiques de l'Ontario, notamment ceux sur l'air pur et l'atténuation du changement climatique. Le renouvellement du marché pourrait avoir de la difficulté à obtenir de façon fiable des ressources d'électricité sobres en carbone et peu coûteuses dans un avenir où l'électrification est répandue.

Si l'Ontario souhaite respecter ses obligations en matière de changement climatique, le besoin de nouvelles ressources sobres en carbone sera plus grand que ce que pense le ministère de l'Énergie et la SIERE. Des décisions devront être prises quant à savoir si ces ressources peuvent être acquises au moyen des marchés restructurés ou si d'autres approches seront nécessaires. Avec l'écart dans la capacité qui approche en 2023, l'Ontario n'a pas de temps à perdre pour régler cette question.

Notes de fin de chapitre

1. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, « Overview of Market Renewal », en ligne [www.ieso.ca/en/sector-participants/market-renewal/overview-of-market-renewal] (consulté le 15 mars 2018).
2. WINFIELD, M., et MACWHIRTER, B., « Competing paradigms, Policy Windows and the Search for Sustainability in Ontario Electricity Policy », dans ALBO, G., et MCDERMID, R., éds., Divided Province: Ontario Politics in the Age of Neoliberalism, Queens-McGill University Press, sous presse.
3. PFEIFENBERGER, J., et coll., The Future of Ontario's Electricity Market, a Benefits Case Assessment of the Market Renewal Project, Toronto, SIERE, le 20 avril 2017, p. iv.
4. L'Ontario exploite actuellement un marché à deux temps, dans lequel le prix est d'abord établi sans tenir compte des limites de transport et ensuite révisé dans un second temps en fonction de ces limites en ajustant les producteurs qui seront retenus. Cette situation peut entraîner des paiements hors marché ainsi que des occasions de faire des paris. Les producteurs pourraient ainsi offrir leur électricité sur le marché tout en sachant qu'elle ne pourra pas être utilisée en raison des limites de transport, mais qu'ils pourraient néanmoins recevoir des paiements de compensation.
5. BRATTLE GROUP, « Market Design for a Clean Grid, Unlocking the Potential of Non-Emitting and Emerging Technologies », présentation au sous-comité sur les ressources non émettrices de la SIERE, janvier 2018, diapo 13.
6. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, « Introduction, Non-Emitting Resource Subcommittee », présentation, le 22 janvier 2018, diapo 38-51.
7. MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE, Plan énergétique à long terme de 2017 de l'Ontario : Garantir l'équité et le choix, Imprimeur de la Reine pour l'Ontario, 2017, p. 47-48.
8. PFEIFENBERGER, J., et coll., The Future of Ontario's Electricity Market, a Benefits Case Assessment of the Market Renewal Project, Toronto, SIERE, le 20 avril 2017, p. 66.
9. Vous trouverez de plus amples renseignements sur la vente aux enchères de la réponse à la demande dans le document suivant : SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ « Demand Response Auction », en ligne, [www.ieso.ca/sector-participants/market-operations/markets-and-related-programs/demand-response-auction] (consulté le 15 mars 2018).
10. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, « 2017 DR Auction Results », présentation au groupe de travail sur la réponse à la demande de la SIERE, le 30 janvier 2018.
11. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, « Improvements to Hourly DR Data », présentation au groupe de travail sur la réponse à la demande de la SIERE, le 6 avril 2017, diapo 9.
12. Ibid., diapo 5-8.
13. INDEPENDENT SYSTEM OPERATOR NEW ENGLAND « About Demand Resources », en ligne, [www.iso-ne.com/markets-operations/markets/demand-resources/about] (consulté le 15 mars 2018).
14. INDEPENDENT SYSTEM OPERATOR NEW ENGLAND, « Demand Resources Working Group », présentation, le 31 janvier 2018cc, diapos 2 et 3, en ligne [www.iso-ne.com/static-assets/documents/2018/01/a01_intro_drwg_mtg_02_01_2017.pptx].
15. Dans le cadre de ce programme, les consommateurs non résidentiels et les fournisseurs fixent leurs incitatifs liés aux projets d'efficacité énergétique au moyen d'un processus d'appel d'offres. Les incitatifs pour un projet peuvent varier de 25 000 $ à 1 000 000 $. Les participants doivent soumettre leur offre un an à l'avance pour participer à l'atteinte des objectifs d'efficacité énergétique de l'État. (AEP Ohio, Bid4Efficiency FAQ, Canton : AEP Ohio, 2016, p. 1, en ligne, [aepohio.com/global/utilities/lib/docs/save/business/programs/aepohio/EnergyEfficiencyAuction/B4E%20FAQ%202017%20072617%20v2.pdf])
16. La SIERE a pris une mesure en ce sens en offrant un programme de « rémunération au rendement » qui offre des compensations aux consommateurs pour les réductions générales de leur consommation d'électricité et leur permet une grande latitude pour choisir la façon dont ils réaliseront ces économies. Cependant, la compensation est à taux fixe plutôt que sujette à une vente aux enchères comme le processus de l'AEP.
17. PFEIFENBERGER, J., et coll., The Future of Ontario's Electricity Market, a Benefits Case Assessment of the Market Renewal Project, Toronto, SIERE, le 20 avril 2017, p. iii.
18. WINFIELD, M., et MACWHIRTER, B., « Competing paradigms, Policy Windows and the Search for Sustainability in Ontario Electricity Policy », dans ALBO, G., et MCDERMID, R., éds., Divided Province: Ontario Politics in the Age of Neoliberalism, Queens-McGill University Press, sous presse.
19. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, « Introduction, Non-Emitting Resources Subcommittee », présentation, le 22 janvier 2018, diapo 45.
20. PFEIFENBERGER, J., et coll., The Future of Ontario's Electricity Market, a Benefits Case Assessment of the Market Renewal Project, Toronto, SIERE, le 20 avril 2017, p. 67-69.
21. Ce changement survient puisqu'un marché de la capacité à court terme entraîne des risques substantiels liés aux investissements pour les nouveaux producteurs, alors que les contrats à long terme confient la majeure partie du risque aux abonnés (du moins une fois que les installations sont construites et en fonction). Une étude de cas sur la construction de nouvelles installations de production avec une longue période de remboursement du capital investi se fonderait sur la possibilité incertaine que le producteur soit en mesure de gagner de façon répétée la vente aux enchères de capacité à des prix similaires dans l'avenir, ou à tirer des revenus d'autres marchés (p. ex., le marché de gros de l'électricité). Au cours de la longue durée de vie des producteurs, le risque que les suppositions faites à propos de ces sources de revenus soient inexactes est élevé en raison de changements aux politiques ou encore d'autres facteurs.
22. L'Energy Information Administration montre que la production d'électricité au gaz naturel est à l'heure actuelle la technologie dont le coût nocturne par mégawatt de puissance installée est le plus bas de toutes les technologies et que ses avantages sont appelés à se multiplier compte tenu de la capacité qu'elle peut fournir en période de pointe (U.S. Energy Information Administration, Cost and Performance Statistics of New Generating Technologies, Annual Energy Outlook 2018, Washington D.C, janvier 2018, p. 2).

Q17

Quel sera l'impact du remaniement du marché de l'électricité de l'Ontario sur le coût et les émissions de gaz à effet de serre du réseau d'électricité?

23. Parmi les autres régions qui tiennent des ventes aux enchères qui reconnaissent ou encouragent les ressources aux faibles émissions ou zéro émission, on compte la Californie, l'État de New York et la Nouvelle-Angleterre. PFEIFENBERGER, J., et coll., The Future of Ontario's Electricity Market, a Benefits Case Assessment of the Market Renewal Project, Toronto, SIERE, le 20 avril 2017, p. 5 et 29.

24. Lettre de l'Ontario Waterpower Association à la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, « Request for Information – Non Emitting Resources », le 17 janvier 2018 », en ligne, [www.ieso.ca/-/media/files/ieso/document-library/working-group/market-renewal/nersc/nersc-20180117-owa.pdf?la=en]. Lettre d'EDF EN Canada à la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, « Re: Request for feedback on the upcoming Non-Emitting Resources Request for Information ('NER RFI') », le 17 janvier 2018, en ligne, [www.ieso.ca/-/media/files/ieso/document-library/working-group/market-renewal/nersc/nersc-20180117-edf-en-canada.pdf?la=en].

25. MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE, Plan énergétique à long terme de 2017 de l'Ontario : Garantir l'équité et le choix, Imprimeur de la Reine pour l'Ontario, 2017, p. 55.

26. Même sans nouvelle centrale au gaz, les producteurs actuels d'électricité au gaz naturel de l'Ontario sont amplement capables d'accroître leur production pour répondre à une grande part de l'augmentation de la demande d'électricité.

27. PFEIFENBERGER, J., et coll., The Future of Ontario's Electricity Market, a Benefits Case Assessment of the Market Renewal Project, Toronto, SIERE, le 20 avril 2017, p. 114.

28. Cette situation découle du fait que le programme de plafonnement et d'échange de l'Ontario exige maintenant que les producteurs au gaz intègrent le coût de leurs droits d'émission de carbone au prix qu'ils demandent sur le marché. Par exemple, un prix du carbone fixé à 20 $ par tonne se traduirait par une augmentation de 0,85 $ du prix demandé par kilowattheure.

29. Le prix fixé pour les ressources de réponse à la demande sur le marché de gros de l'électricité a tendance à être bien supérieur à 100 $/MWh. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, « Improving Utilization of HDR Resources », présentation au groupe de travail de la SIERE sur la réponse à la demande, le 30 janvier 2018, diapo 20, en ligne, [www.ieso.ca/-/media/files/ieso/document-library/working-group/demand-response/drwg-20180130-improving-utilization-hdr-resources.pdf].

30. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, « Market Renewal: Non-Emitting Resources Subcommittee », en ligne, [http://www.ieso.ca/en/sector-participants/market-renewal/non-emitting-resources-subcommittee] (consulté le 15 mars 2018).

31. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, « Request for Information: Non-Emitting Resources », webinaire et séance d'information, le 21 décembre 2017, diapos 18-22, en ligne, [www.ieso.ca/-/media/files/ieso/document-library/working-group/market-renewal/ner-rfi-20171221-presentation.pdf].

Quel sera l'impact du remaniement du marché de l'électricité de l'Ontario sur le coût et les émissions de gaz à effet de serre du réseau d'électricité?

L'AVENIR DE L'ÉLECTRICITÉ EN ONTARIO

QUESTION 18

Quelles seront les répercussions de la facturation nette sur l'avenir de l'électricité renouvelable en Ontario?

La transition du contrat à prix fixe (comme les TRG [tarifs de rachat garantis] et les TRG pour micro-projets) vers la facturation nette réduira les coûts à court terme pour les abonnés à l'électricité, mais elle freinera également la production d'électricité renouvelable.

Grâce à la facturation nette, les abonnés pourront réduire leur facture d'électricité, ils ne seront toutefois pas en mesure de gagner de l'argent en vendant de l'électricité renouvelable au réseau.

Même pour les abonnés qui souhaitent réduire leur propre facture, la facturation nette, telle que proposée actuellement, ne reconnaît pas la valeur de l'électricité renouvelable décentralisée injectée dans le réseau d'électricité ni la valeur de l'énergie solaire qui assouvit en partie la demande en période de pointe. Cette mesure dissuadera indûment la localisation de nouvelles sources d'électricité renouvelable, du moins jusqu'à ce que les tarifs d'électricité augmentent ou que le coût des énergies renouvelables descende suffisamment.

L'Ontario devrait stimuler l'intérêt des abonnés à générer leur propre électricité renouvelable, à faible coût total, en payant des tarifs selon l'heure d'utilisation et en autorisant la facturation nette virtuelle pour les projets communautaires ou de groupe.

Table des matières

LES FAITS EN DÉTAIL 294

Des contrats à long terme à prix fixe vers la facturation nette 294

Comment fonctionnera la facturation nette. 295

La tarification en fonction de l'heure de consommation pour les abonnés inscrits à la facturation nette 298

Options pour élargir la facturation nette 299

La facturation nette stimulera-t-elle l'électricité renouvelable? 301

Effets sur l'industrie de l'énergie solaire 303

La facturation nette est-elle avantageuse pour les ELD et les autres consommateurs d'électricité? 304

Adhésion des distributeurs à la facturation nette et au stockage d'énergie sur place 306

Conclusion 308

Notes de fin de chapitre 309

Les faits en détail…

Pendant une dizaine d'années, l'Ontario a réussi à encourager les Ontariens, les communautés et les entreprises à investir dans l'électricité renouvelable.

Des contrats à long terme à prix fixe vers la facturation nette

Pendant une dizaine d'années, l'Ontario a réussi à encourager les Ontariens, les communautés et les entreprises à investir dans les projets d'électricité renouvelable (des petites installations solaires sur toiture jusqu'aux grands projets hydroélectriques et éoliens) en accordant des contrats à prix fixe d'une durée de 20 ans. Parmi eux, on compte quelque 25 000 projets de TRG pour micro-projets partout dans la province, la plupart étant de petits projets solaires[1]. Des contrats à long terme ont aussi été octroyés pour encourager les investisseurs à développer d'autres formes de production d'électricité, notamment le gaz naturel.

Depuis 2017, l'Ontario n'octroie plus de contrats à long terme d'électricité renouvelable. Les contrats en vigueur seront maintenus, mais aucun nouveau contrat ne sera octroyé. Au lieu, conformément au Plan énergétique à long terme de 2017 (PELT), les nouveaux projets d'électricité renouvelable se verront seulement offrir la facturation nette (décrite ci-dessous), c'est-à-dire la possibilité de réduire sa propre facture d'électricité. La facturation nette est un outil qui aide modestement l'abonné à se suffire; il ne s'agit pas d'un outil d'approvisionnement pour augmenter l'approvisionnement en électricité de l'Ontario. Le projet de renouvellement du marché de la SIERE examinera les occasions d'approvisionnement en matière de production d'électricité renouvelable (vraisemblablement les ressources d'électricité renouvelable de grande échelle) à mesure qu'elles se présentent (Q17).

Depuis 2017, l'Ontario n'octroie plus de contrats à long terme d'électricité renouvelable.

La facturation nette permet aux ménages et aux entreprises qui produisent de l'électricité renouvelable pour leur propre consommation de recevoir un crédit pour leur excédent d'électricité injecté dans le réseau. Les crédits appliqués aux factures sont calculés en fonction d'un prix unitaire moyen que l'abonné aurait normalement dû payer à son distributeur pour acheter de l'électricité. Toutefois, le système d'électricité renouvelable doit d'abord être conçu pour répondre aux propres besoins électriques de l'abonné. Si la production d'électricité renouvelable dépasse la consommation (sur une période de 12 mois), l'abonné ne recevra aucun crédit pour l'électricité « excédentaire » injectée dans le réseau[2].

Toutes les provinces canadiennes offrent déjà une forme de facturation nette[3]. L'Ontario autorise la facturation nette depuis 2006, mais on l'utilisait peu; les divers programmes de tarif de rachat garanti (TRG), malgré leur lourdeur administrative et les problèmes d'interconnexion, étaient beaucoup plus attrayants sur le plan économique. D'autres territoires, comme le Manitoba, l'Alberta et la Saskatchewan, autorisent aussi la facturation nette, parfois en complément à des incitatifs financiers pour l'énergie solaire[4].

Les programmes de TRG et de TRG pour micro-projets étaient la pierre d'assise de la Loi de 2009 sur l'énergie verte (Q9). Les participants au programme de TRG se sont vu garantir un prix fixe pour l'électricité qu'ils généreront au moyen d'un contrat de 20 ans. Les prix variaient d'un contrat à l'autre en fonction de la taille et de la source d'énergie du projet. Les prix avaient été fixés à un niveau nécessaire pour stimuler l'investissement requis pour rendre les projets exploitables, c.-à-d. pour garantir aux promoteurs un rendement raisonnable sur les sommes investies (p. ex., 8 % sur 20 ans avec un seuil de rentabilité de 12 ans). Le programme de TRG avait été conçu pour s'assurer que des projets seraient construits et pour favoriser le développement d'un soutien technique pour

Selon le plan de facturation nette de l'Ontario, il n'est pas possible pour un abonné de faire de l'argent en produisant plus d'électricité que ce dont il a besoin.

l'industrie d'énergie renouvelable en Ontario afin d'intégrer de l'électricité propre dans le réseau. Le programme de TRG était la référence internationale en matière de « pratiques exemplaires » pour la création d'une industrie de l'énergie renouvelable au moment où la Loi de 2009 sur l'énergie verte a été adoptée.

Depuis, grâce à la chute radicale du prix des technologies solaires, bien des territoires ont mis en place certaines formes de facturation nette pour les petits projets d'électricité renouvelable. Toutefois, la CEO croit que l'adoption de la facturation nette pourrait être limitée en Ontario. Selon le plan de facturation nette de l'Ontario, il n'est pas possible pour un abonné de faire de l'argent en produisant plus d'électricité que ce dont il a besoin sur une année complète[5]. Il n'est même pas possible pour un abonné de faire descendre sa facture d'électricité à zéro. Comme ils ne reçoivent aucun crédit pour l'électricité excédentaire produite, les abonnés inscrits à la facturation nette devront choisir la taille de leur système d'énergie renouvelable d'abord et avant tout pour répondre à leurs propres besoins d'électricité. Ainsi, on sera moins porté à concevoir de grands projets d'électricité renouvelable peu coûteux, à moins qu'ils soient construits sur l'emplacement d'un abonné aux très grands besoins énergétiques. Les grands projets produisent l'essentiel de l'électricité renouvelable en Ontario en plus de pouvoir le faire à un faible coût total en raison des économies d'échelle.

Même pour les personnes qui souhaitent produire leur propre électricité, la facturation nette n'est pas un contrat, mais une politique et un règlement qui peuvent changer à tout moment. Elle n'offre aucune certitude de prix ni aucune garantie qu'elle demeurera en place (peu importe le prix) assez longtemps pour qu'un nouveau système se paie de lui-même. Cela dit, l'Ontario a un règlement sur la facturation nette depuis 2005, et les récentes propositions viennent de ce cadre.

À court terme, si ce n'était de la probabilité que les prix de l'électricité du réseau continueront d'augmenter ($ Q9), il serait insensé sur le plan financier pour la plupart des abonnés raccordés au réseau de construire des projets d'électricité renouvelable en fonction de la facturation nette. À long terme, le ministère de l'Énergie s'attend à un intérêt grandissant envers le programme en raison des améliorations proposées à la réglementation et de la volonté de bien des gens à faire partie de la solution contre le changement climatique.

Dans l'espoir d'améliorer l'aspect économique de la facturation nette pour certains producteurs potentiels, le gouvernement étudie la possibilité d'apporter quelques changements réglementaires afin d'élargir l'éventail des modèles de propriété admissibles à la facturation nette[6]. Ces modèles proposés comprennent les tiers propriétaires et les projets de démonstration de la facturation nette virtuelle. L'objectif de cet exercice est de donner lieu à une augmentation des occasions pour les Ontariens de participer à la facturation nette et d'ainsi les aider à réduire leur facture d'électricité. Ces modèles de propriété auront pour effet d'aider les participants à la facturation nette de réduire les coûts initiaux de leur système. La protection des consommateurs fait également partie de cette proposition. Qu'apporteront ces changements? Comment influenceront-ils l'avenir de l'électricité renouvelable en Ontario?

Comment fonctionnera la facturation nette

Le règlement de l'Ontario sur la facturation nette (Règl. de l'Ont. 541/05) est entré en vigueur en janvier 2006[7]. Il a récemment subi une révision, à la suite de consultations qui ont notamment eu lieu sur le Registre environnemental, avis no 012-8435, laquelle comporte des changements entrés en vigueur en juillet 2017[8]. La figure 18.1 illustre un schéma du fonctionnement de la facturation nette.

Q18

Quelles seront les répercussions de la facturation nette sur l'avenir de l'électricité renouvelable en Ontario?

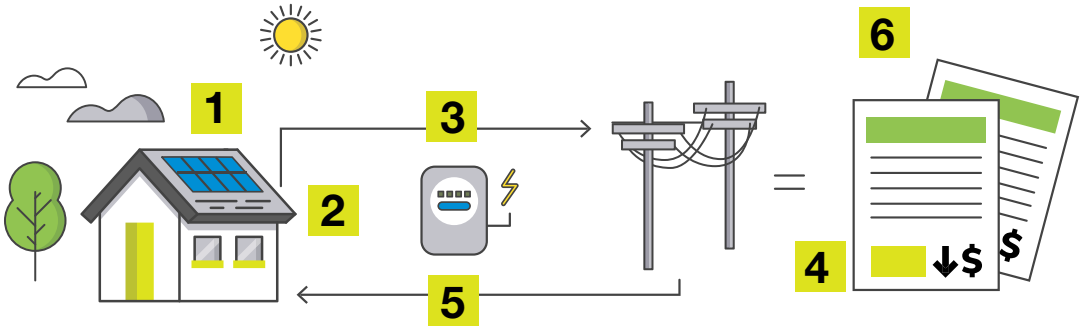


Figure 18.1. Fonctionnement de la facturation nette

Source : Ministère de l'Énergie, Plan énergétique à long terme de 2017, Garantir l'équité et le choix, Toronto, octobre 2017, p. 61.

Remarques :

1. Les panneaux solaires installés sur la toiture d'une résidence produisent de l'électricité.
2. L'électricité produite est utilisée d'abord pour alimenter la résidence en électricité.
3. Toute électricité excédentaire produite est injectée dans le réseau d'électricité local.
4. Les abonnés inscrits à la facturation nette voient leur facture d'électricité créditée pour l'électricité qu'ils ont injectée dans le réseau d'électricité local.
5. L'électricité est puisée du réseau local lorsque les besoins électriques de la résidence sont plus importants que la production des panneaux solaires.
6. Les frais mensuels d'électricité des abonnés inscrits à la facturation nette sont calculés en fonction de la différence entre le volume d'électricité puisée du réseau local et les crédits reçus de l'électricité qu'ils ont injectée dans le réseau grâce à leurs panneaux solaires.

Pour qu'un abonné soit admissible à la facturation nette, l'électricité produite doit être générée à partir d'une source d'énergie renouvelable. On s'attend à ce que la majeure partie de la production d'électricité par facturation nette provienne d'installations solaires sur toiture, du moins pour les abonnés résidentiels. Il s'agit d'une entente de facturation entre l'abonné qui produit l'électricité et son distributeur d'électricité. Il n'y a pas de limite à la taille d'un système d'électricité renouvelable[9], ce qui donne l'occasion aux grands abonnés commerciaux ou industriels de mettre en place des installations de taille considérable s'ils ont l'espace de toiture ou le terrain nécessaire et une demande suffisante pour utiliser l'électricité produite. Il y a un potentiel supplémentaire pour la facturation nette si les installations inscrites à la facturation nette peuvent aussi servir pour des structures couvrant un parc de stationnement.

Grâce à la facturation nette, les abonnés peuvent essentiellement utiliser le réseau d'électricité comme une batterie où l'électricité excédentaire est stockée jusqu'à ce qu'ils en aient besoin. S'ils ont besoin de plus d'électricité que ce qu'ils génèrent, ils peuvent en obtenir à partir du réseau, comme ils le feraient avec une batterie. Par contre,

Grâce à la facturation nette, les abonnés peuvent essentiellement utiliser le réseau d'électricité comme une batterie.

lorsqu'ils en génèrent plus qu'ils n'en consomment, l'excédent est injecté dans le réseau d'électricité. Les abonnés reçoivent ensuite un crédit pour cet excédent, au même tarif qu'ils paient habituellement pour leur électricité. La valeur financière du crédit correspond à tous les frais volumétriques (kWh) qu'un abonné qui utilise cette quantité d'électricité paierait autrement[10].

La facturation nette peut faire réduire les frais d'électricité et certains frais réglementaires et de distribution (voir la partie $ Q8 pour obtenir une description de la facture résidentielle)[11]. Par contre, comme la facture d'électricité comprend également des frais fixes, que la facturation nette ne peut pas réduire, la facture d'un abonné ne diminuera pas en proportion du pourcentage de sa consommation d'électricité qu'il a lui-même générée[12].

Pourquoi les abonnés paient-ils tout de même une facture s'ils génèrent eux-mêmes 100 % de leur consommation d'électricité?

FPar exemple, un abonné résidentiel d'Hydro One qui consomme 750 kWh d'électricité par mois[13] et en produit 50 % (375 kWh) verra sa facture réduite de 38 %. Un abonné qui génère autant d'électricité qu'il n'en consomme (750 kWh) verra sa facture réduite de 75 %, mais son montant n'atteindra pas zéro[14]. Ainsi, le paiement pour l'électricité injectée dans le réseau s'élève environ à 11 ¢/kWh (selon les tarifs en vigueur au début de 2018), bien moins que les 21 à 31 ¢/kWh offerts aux projets d'installations solaires sur toiture en 2017, la dernière année des programmes de TRG et de TRG pour micro-projets[15]. Les chiffres pour les autres services sont similaires.

Pourquoi les abonnés paient-ils tout de même une facture s'ils génèrent eux-mêmes 100 % de leur consommation d'électricité? La raison est qu'ils utilisent l'électricité de l'infrastructure du réseau comme source d'appoint afin de compenser le déséquilibre en temps réel existant entre leur production et leur consommation d'électricité (figure 18.2). Le raccordement au réseau a bien entendu une valeur pour l'abonné inscrit à la facturation nette, car le raccordement lui évite d'avoir à acheter une grande capacité de stockage sur place (par exemple des batteries). Les frais fixes facturés pour l'accès au réseau sont actuellement d'environ 20 $/mois pour les abonnés résidentiels (le montant exact varie d'une entreprise locale de distribution [ELD] à l'autre). Ces montants augmenteront à l'avenir à mesure qu'une part de plus en plus importante de la facture d'électricité sera récupérée au moyen de frais fixes. Le passage à une tarification fixe se fera graduellement sur 4 ans et sera terminé d'ici 2019 pour la plupart des distributeurs (ce qui pourrait ajouter environ 15 $/mois en frais fixes pour les abonnés résidentiels; là encore, ces frais varieront d'une ELD à l'autre). Les frais fixes sont tout de même considérablement moins élevés que le coût de déconnexion totale au réseau pour un consommateur d'électricité.

Installation solaire commerciale sur toiture

Source : Abundant Solar Energy.

Quelles seront les répercussions de la facturation nette sur l'avenir de l'électricité renouvelable en Ontario?

Certaines ELD ontariennes imposent des frais mensuels supplémentaires pour produire les états de compte de facturation nette, ce qui ajoute un autre obstacle à la facturation nette.

La tarification en fonction de l'heure de consommation pour les abonnés inscrits à la facturation nette

La tarification en fonction de l'heure de consommation (des tarifs qui varient en fonction de l'heure de la journée) est imposée à presque tous les consommateurs d'électricité soumis à la grille tarifaire réglementée en Ontario (c.-à-d., les abonnés résidentiels et des petites entreprises) afin de reconnaître qu'il est bien plus coûteux pour le réseau de produire de l'électricité en période de pointe. En été, la tarification est la plus élevée entre 11 h et 17 h, car la demande est élevée durant cette période. C'est exactement pendant cette période que les installations solaires produisent une bonne partie de leur électricité. Autrement dit, les périodes où la tarification en fonction de l'heure de consommation est élevée s'alignent avec les courbes de production du solaire.

La figure 18.2 illustre un schéma de la production et de la consommation d'électricité d'un abonné équipé d'une installation résidentielle de modules photovoltaïques (PV) et inscrit à la facturation nette lors d'une journée typique d'été. Les exportations vers le réseau (les bandes vertes) correspondent au volume d'électricité pour lequel l'abonné recevrait un crédit, ce qui compense l'électricité qu'il achète du réseau (les bandes bleues).

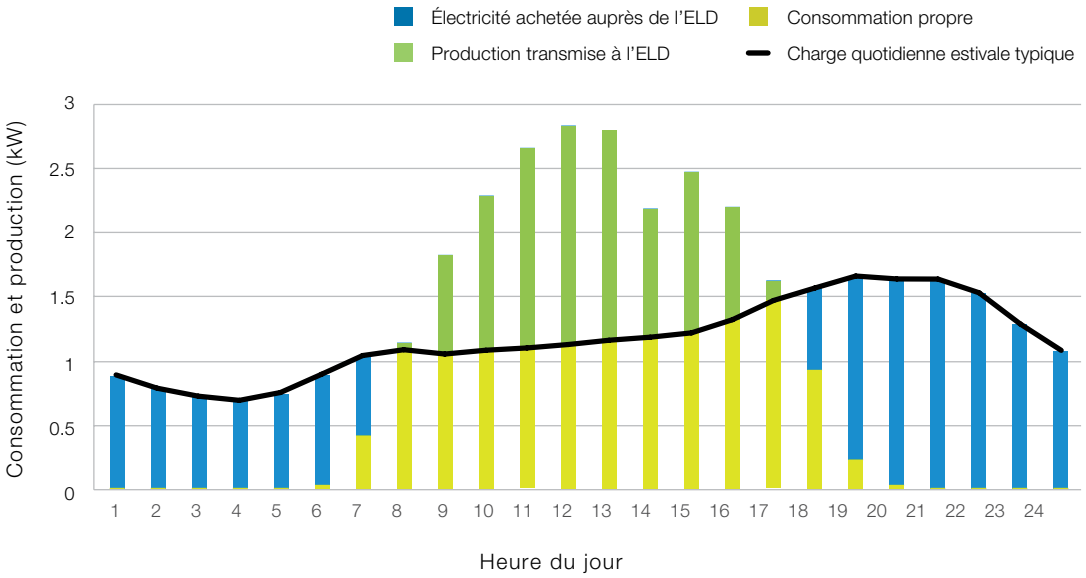


Figure 18.2. Production et consommation d'électricité estivale quotidienne d'un abonné inscrit à la facturation nette et doté d'une installation sur toiture de modules photovoltaïques de 4 kW

Source : Ministère de l'Énergie, Plan énergétique à long terme de 2017, Garantir l'équité et le choix, Toronto, octobre 2017, p. 62.

La facturation et l'émission de crédits aux abonnés inscrits à la facturation nette ne se font pas selon une tarification en fonction de l'heure de consommation. La facturation se fait selon une tarification à paliers qui ne varie pas en fonction de l'heure de la journée[16] étant donné les difficultés technologiques d'information relatives aux relevés et à la facturation. La tarification à paliers permet à chaque ELD de facturer l'électricité à ses abonnés inscrits à la facturation nette avec un minimum d'effort de gestion de données, mais le compromis néglige la valeur supérieure de l'électricité solaire décentralisée fournie durant la demande de pointe en plus de vraisemblablement rendre la facturation nette beaucoup moins attrayante sur le plan financier pour les participants potentiels.

La tarification à paliers permet à chaque ELD de facturer l'électricité à ses abonnés inscrits à la facturation nette avec un minimum d'effort, mais néglige la valeur supérieure de l'électricité solaire décentralisée fournie durant la demande de pointe.

Options pour élargir la facturation nette

Le ministre de l'Énergie de l'Ontario a récemment publié des propositions et invité la population à commenter certaines options, telles que les tiers propriétaires et les projets de démonstration de facturation nette virtuelle, qui pourraient multiplier les occasions pour la facturation nette[17].

Les tiers propriétaires : Ce modèle permettrait à d'autres organisations d'être propriétaires d'une installation de production d'électricité inscrite à la facturation nette et située sur l'emplacement d'un abonné. Cette mesure aiderait à mobiliser des capitaux et à professionnaliser la construction et l'exploitation, permettant ainsi aux abonnés inscrits à la facturation nette qui ne peuvent ou ne veulent pas prendre le risque, sur le plan financier ou de l'exploitation, de posséder et d'exploiter leur propre installation de production d'électricité renouvelable. L'abonné signerait une entente financière avec le propriétaire de l'installation afin de consommer l'électricité qu'elle génère et de permettre que tout excédent soit injecté dans le réseau de l'ELD. L'abonné recevrait ainsi un crédit sur sa facture pour cet excédent d'électricité, crédit qui serait vraisemblablement partagé d'une façon ou d'une autre avec le tiers exploitant l'installation. Le Ministère étudie également des mesures de protection du consommateur, semblables à celles en place pour les détaillants d'électricité, applicables aux ententes entre un abonné et un producteur[18].

L'adhésion au modèle des tiers propriétaires dépendra en partie du potentiel de crédit qu'obtiendront les abonnés-producteurs, car le potentiel variera. Les fournisseurs d'énergie solaire seront plus ou moins en mesure d'assurer des options de financement et de location pour offrir ce service à des clients potentiels[19].

La facturation nette virtuelle : Ce modèle est considéré comme une « innovation » dans le PELT (Q3). La facturation nette virtuelle permet aux Ontariens qui ne peuvent pas aménager sur place une installation d'électricité renouvelable de participer à un projet d'électricité renouvelable situé ailleurs (dans le territoire de son ELD ou potentiellement dans celui d'une autre ELD). Par exemple, un abonné locataire ou propriétaire qui a un accès insuffisant au soleil pourrait investir dans la production d'électricité solaire sur la propriété d'un voisin et profiter de crédits pour cette production. Des entreprises qui comptent plusieurs emplacements pourraient ajouter des installations solaires à l'emplacement le plus propice pour ainsi compenser la consommation d'électricité des autres installations. Le ministère de l'Énergie prévoit de permettre aux promoteurs (probablement en partenariat avec les ELD) de réaliser des projets de démonstration afin d'aider à orienter de futures politiques.

Selon la façon de l'instaurer, la facturation nette virtuelle pourrait également donner lieu à des projets d'installations solaires communautaires. Pour y arriver, des personnes et des entreprises réuniraient leurs fonds (p. ex., en créant une coopérative) afin de concevoir un ou plusieurs projets d'électricité renouvelable de plus grande ampleur que les projets individuels et d'utiliser l'électricité qu'ils génèrent pour réduire leur facture d'électricité. Les projets de grande ampleur sont plus économiques à installer et à exploiter que les plus petits[20].

Les restrictions de localisation : Pour s'assurer que les installations de production d'électricité sont localisées au bon endroit, le Ministère propose d'imposer des restrictions d'aménagement pour les installations inscrites à la facturation nette, un peu comme ce qui existait dans le cadre des programmes de TRG et de TRG pour micro-projets, afin que les projets ne se répercutent pas négativement sur des zones résidentielles et qu'ils ne dérobent pas la province de ses terres agricoles[21]. Les installations de modules PV au sol (plutôt que sur toiture) devraient être localisées à plus de 15 mètres des limites

Q18

Quelles seront les répercussions de la facturation nette sur l'avenir de l'électricité renouvelable en Ontario?

La facturation nette virtuelle pourrait donner lieu à des projets d'installations solaires communautaires.

de la propriété et ne pourraient pas être aménagées sur des terres agricoles de premier ordre. Il y aurait une interdiction générale sur les projets éoliens et les projets solaires au sol inscrits à la facturation nette et connectés à des habitations. L'Association des industries solaires du Canada croit que ces exigences de localisation sont trop restrictives[22]. La CEO croit également qu'il y a de bonnes occasions d'utiliser les structures d'énergie solaire qui portent de l'ombre sur une aire de stationnement et que ces structures devraient être exclues des restrictions de localisation imposées aux projets solaires au sol.

L'intégration de la facturation nette dans les réseaux de distribution : La Commission de l'énergie de l'Ontario a mis sur pied un groupe de travail (EB 2017-0200) pour se pencher sur les problèmes potentiels de raccordement au réseau de distribution si l'adhésion à la facturation nette augmente[23].

Le plus important problème et un obstacle principal découlent d'une disposition au code des réseaux de distribution, laquelle exige seulement des distributeurs qu'ils facilitent la facturation nette jusqu'à ce que la capacité de production des abonnés inscrits à la facturation nette atteigne le seuil de 1 % de la demande en période de pointe du réseau de distribution (selon une moyenne sur 3 ans). Toute facturation nette excédentaire est autorisée à la discrétion du distributeur[24]. Cette disposition sera étudiée par le groupe de travail sur la facturation nette.

Le seuil de 1 % pour les projets de facturation nette est un exemple des problèmes importants réglementaires et techniques à l'intégration d'autres projets d'électricité renouvelable dans les réseaux de distribution. On ne sait pas clairement si le seuil de 1 % était à l'origine fixé pour diminuer les répercussions financières de la facturation nette sur les ELD ou s'il a été fixé dans le cadre d'une estimation (très prudente) de la production décentralisée qu'une ELD devrait être en mesure de s'adapter sans devoir moderniser son réseau de distribution. Les ELD doivent bien entendu s'assurer que le nouveau débit d'électricité à double sens ne cause pas de problèmes dans leur réseau de distribution qui a initialement été conçu pour un débit à sens unique.

La Loi de 2009 sur l'énergie verte a donné un nouvel objectif à la Commission de l'énergie de l'Ontario afin qu'elle encourage la modernisation des réseaux pour faciliter le raccordement de projets d'électricité renouvelable. La Loi a également établi des mesures pour répartir les coûts de cette modernisation entre tous les abonnés au service d'électricité de la province de sorte que certaines ELD ne croulent pas sous le poids excessif du coût que la modernisation engendre[25]. La Commission a fourni des directives sur les façons dont les distributeurs peuvent chercher du financement pour la modernisation du réseau en vue de raccorder les projets d'électricité renouvelable. Les projets autorisés de modernisation des infrastructures qui ont été réalisés (au moins en partie) depuis l'adoption de la Loi de 2009 sur l'énergie pour assurer l'intégration de l'électricité renouvelable se chiffrent à au moins 800 millions de dollars[26].

Les ELD ne sont pas tenues d'avoir les capacités techniques pour accommoder l'intégration de l'électricité renouvelable.

Cependant, les ELD ne sont pas tenues de s'assurer d'avoir les capacités techniques dans tout leur réseau pour accommoder l'intégration de l'électricité renouvelable. De plus, le degré de modernisation raisonnable (et le niveau d'investissement) que doivent apporter les distributeurs n'est toujours pas clair. Les distributeurs peuvent donc progresser à leur propre rythme pour ce qui est de rendre leur réseau compatible à l'électricité renouvelable. Ils peuvent également établir leurs propres critères techniques pour accepter ou refuser le raccordement des projets.[27] Par exemple, Hydro One et quelques-uns des autres distributeurs limitent la capacité d'électricité renouvelable sur leurs lignes de sorte qu'elle ne dépasse pas 7 à 10 %. Cette limite constitue un obstacle important à la création de projets d'électricité renouvelable dans certaines parties de la province[28]. La

SIERE évalue actuellement le potentiel de projets solaires en Ontario en fonction de l'espace de toiture des édifices, mais cette analyse ne tient pas compte du fait que l'ELD accepte ou non l'injection d'électricité dans son réseau[29].

Pour le moment, les projets applicables à la facturation nette ne sont pas de bons choix sur le plan financier pour la plupart des abonnés.

La facturation nette stimulera-t-elle l'électricité renouvelable?

La facturation nette poussera-t-elle les Ontariens à contribuer à l'offre d'électricité renouvelable? Ce résultat semble peu probable, du moins à court terme. En 2016, après dix ans de facturation nette, l'Ontario ne comptait que 983 installations inscrites à la facturation nette (dont 851 installations solaires), lesquelles avaient une capacité totale de seulement 12 mégawatts[30]. Même si cette capacité était 30 % supérieure à celle de 2015, elle ne représente seulement qu'une infime portion (environ 0,04 %) de la capacité d'électricité totale de l'Ontario.

Bien entendu, les abonnés avaient auparavant l'option plus profitable de demander un contrat à prix fixe à long terme, ce qui ne sera plus possible. La première phase des changements apportés à la facturation nette est seulement en vigueur depuis le 1er juillet 2017; il est donc trop tôt pour être certain de leurs répercussions. Le ministère de l'Énergie a refusé de fournir une estimation de la participation future à la facturation nette[31].

Pour s'assurer que les participants potentiels sont au courant des possibilités de la facturation nette, la Commission de l'énergie de l'Ontario étudie actuellement les façons d'améliorer l'accès à l'information pour les abonnés[32]. Bien que le gouvernement de l'Ontario ait un site Web sur la facturation nette, lequel explique le fonctionnement du système et les conditions d'admissibilité, de nombreux distributeurs rendent bien peu de renseignements explicatifs accessibles sur leurs sites Web[33].

Le problème le plus important n'est pas la sensibilisation, mais l'aspect économique de la chose. Pour le moment, les projets applicables à la facturation nette ne sont pas de bons choix sur le plan financier pour la plupart des abonnés. La mise en place d'une installation de production d'électricité solaire coûte environ 16 à 30 ¢/kWh au propriétaire[34]; ce coût dépasse amplement les crédits pour la production d'électricité injectée dans le réseau (soit environ 11 ¢/kWh). Dans certains pays européens, la « parité avec le réseau » (c.-à-d., lorsque le coût unitaire de l'électricité autoproduite est égal ou inférieur à celui de l'électricité provenant du réseau) est atteinte, mais ce n'est pas encore le cas en Ontario[35]. Certains consommateurs verront sans doute un avantage autre que financier à répondre à leur besoin d'énergie grâce à l'autoproduction d'électricité renouvelable; ils seraient probablement même prêts à payer un léger supplément (un peu comme les abonnés qui achètent leur électricité d'un vendeur de luxe d'électricité renouvelable, comme Bullfrog Power), mais la taille de cette clientèle est encore incertaine.

Les données économiques ont plus de sens pour les projets commerciaux de grande taille.

Les données économiques ont plus de sens pour les projets commerciaux de grande taille, lesquels coûtent actuellement de 12 à 22 ¢/kWh[36], surtout parce que la mise en place d'installations solaires peut fixer le coût de l'électricité sur 20 ans ou plus (pour la durée de vie de l'installation), alors que les tarifs d'électricité sur le réseau augmenteront vraisemblablement. Par rapport aux abonnés résidentiels, les abonnés commerciaux ont généralement de plus grands espaces de toiture utilisables, ils peuvent amortir l'investissement sur une plus longue période et ont une plus grande charge d'électricité sur place[37]. Une des raisons majeures pour lesquelles les grandes installations solaires sont moins coûteuses que les petites résulte du fait que les frais accessoires (non matériels), tels que ceux de la mise en place, des permis et de l'acquisition de clientèle, constituent une grande part (plus de la moitié) du coût des installations solaires, et les économies d'échelle signifient que ces coûts ne sont pas aussi proportionnellement importants pour les grands

Quelles seront les répercussions de la facturation nette sur l'avenir de l'électricité renouvelable en Ontario?

projets[38]. Même si l'Association des industries solaires du Canada a accordé la priorité à la réduction de ces coûts pour les projets solaires, peu importe leur taille, la plupart des grandes installations auront besoin de la facturation nette virtuelle pour cadrer dans l'infrastructure de facturation nette. Là encore, l'Association des industries solaires du Canada s'attend à ce que l'adhésion future à la facturation nette soit faible[39].

Les tarifs d'électricité et le type de tarif jouent de toute évidence sur les avantages financiers de la facturation nette. Le Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables (qui réduit les factures d'électricité résidentielles de 25 % pendant quelques années) éloigne la facturation nette de la parité avec le réseau et rend probablement le modèle des tiers propriétaires inintéressant sur le plan financier pour les abonnés résidentiels et les petits abonnés commerciaux[40]. Le fait de refuser la tarification en fonction de l'heure de consommation aux abonnés producteurs d'électricité solaire inscrits à la facturation nette affaiblit les avantages financiers de la mise en place d'installations d'électricité renouvelable. Quant à l'augmentation des frais fixes pour les services de distribution d'électricité, qui ne peuvent être réduits par un projet inscrit à la facturation nette, elle affaiblit davantage l'argument financier[41]. Par contre, le Fonds pour un Ontario vert pourrait finir par proposer des incitatifs financiers pour l'installation de panneaux solaires, ce qui compenserait certaines des répercussions négatives[42].

La tendance pourrait aussi faire chuter les coûts spectaculairement. Au cours des sept dernières années, le coût des modules PV solaires de puissance commerciale a en moyenne diminué de 85 %[43,44]. La tendance des prix observée pour les petites installations en Ontario est beaucoup moins importante, mais tout de même impressionnante, comme l'illustre la figure 18.3 selon la tendance des TRG et des TRG pour micro-projets.

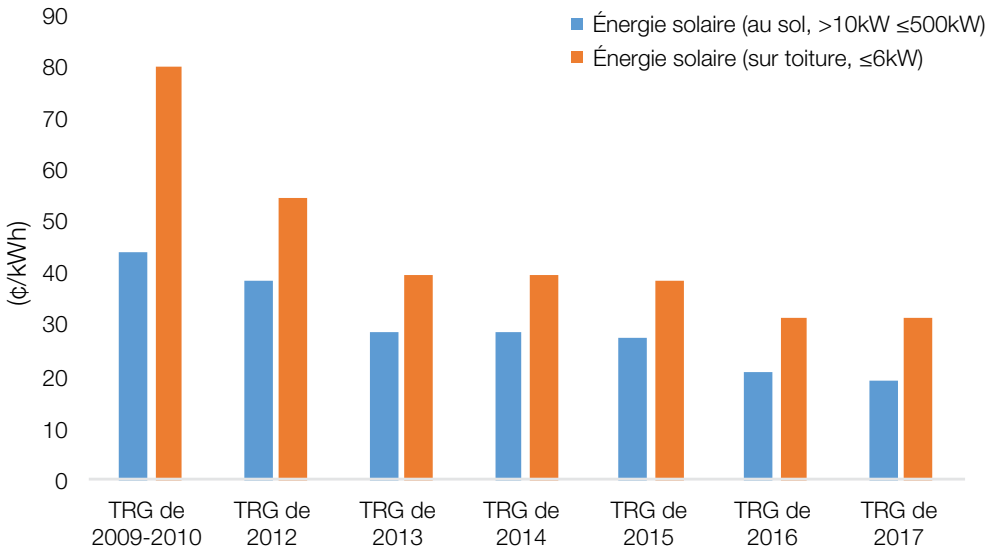


Figure 18.3. Variation des coûts d'acquisition de certaines installations solaires en Ontario, 2009-2017

Remarque : Les valeurs ne tiennent pas compte de l'inflation. Seules les catégories de projets de TRG de grande et de petite tailles offertes en continu de 2009 à 2017 sont incluses dans le graphique.

Source : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, 2017 FIT Price Review, Background Information, le 31 août 2016, diapo 22, en ligne, [www.ieso.ca/-/media/files/ieso/document-library/microfit/updates/2017-fit-price-review-background-deck-20160831.pdf?la=en] (consulté le 21 mars 2018).

La figure 18.4 montre les projections de la SIERE pour les coûts futurs des installations solaires existantes de différentes tailles, calculés en dollar par watt de puissance solaire installée. La SIERE prévoit une diminution des prix de l'ordre de 30 % au cours des 15 à 20 prochaines années.

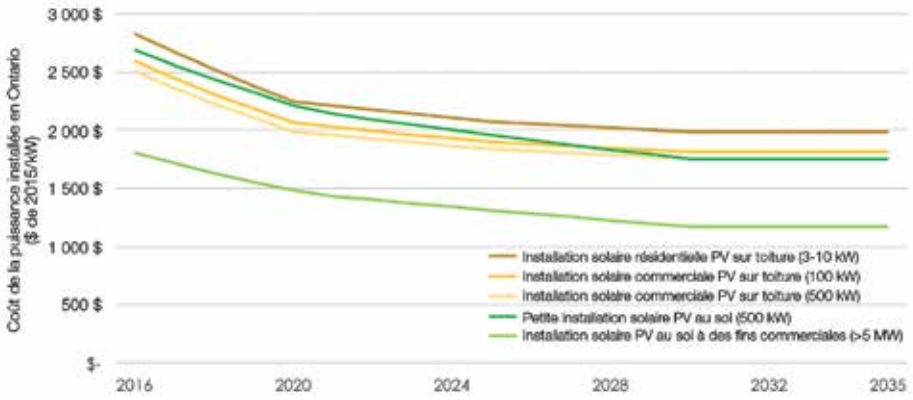


Figure 18.4. Projection des coûts de la puissance installée solaire photovoltaïque en Ontario

Source : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, Data Tables for the OPO Technical Report (annexe B), août 2016.

Si, et quand, le coût des installations solaires atteint la parité avec le réseau, calculé sur une durée de vie moyenne de 20 ans et plus pour les panneaux, le nombre d'abonnés souhaitant passer à la facturation nette pourrait grimper en flèche.

Effets sur l'industrie de l'énergie solaire

L'Ontario a fait de nombreuses promesses sur la création d'une économie sobre en carbone. Les programmes de TRG, de TRG pour micro-projets et d'approvisionnement en électricité renouvelable ont donné l'occasion à l'Ontario d'acquérir une expertise considérable et une grande chaîne de valeur en matière d'énergie solaire, allant des services professionnels (p. ex., finance, ingénierie) à la production de modules photovoltaïques en passant par la fabrication de composantes de soutien, la construction et la mise en place[45].

Dans un rapport soumis à l'Agence internationale de l'énergie, CanmetENERGY (une division de Ressources naturelles Canada) a confirmé que l'Ontario produit environ 99 % de la puissance solaire installée du Canada et constituait 90 % de la part du marché canadien en ce qui concerne les nouvelles installations en 2016[46]. Il demeure trois entreprises qui fabriquent des modules PV en Ontario; leur capacité de production maximale totalise environ 250 MW/an[47]. Une de ces entreprises (Canadian Solar) est une des trois plus grandes sur la scène internationale de l'énergie solaire; générant un revenu d'environ 2,8 milliards de dollars[48], elle représente une réussite ontarienne fantastique. Heliene, une entreprise située à Sault Ste. Marie, transforme le Nord de l'Ontario grâce à des projets d'énergie de substitution, notamment

L'arrêt brusque de l'Ontario en matière d'approvisionnement en électricité renouvelable affaiblit beaucoup l'avenir de cette industrie en Ontario.

son installation manufacturière[49]. Silfab Solar a également formé un partenariat avec Morgan Solar Inc. de Toronto pour produire en masse des modules PV à faible coût[50]. Les auteurs du rapport estimaient que la valeur totale de la puissance installée des modules PV au Canada en 2016 était d'environ 340 millions de dollars, dont 300 en Ontario. Les manufacturiers ontariens sont en bonne position pour profiter du marché d'exportation vers d'autres territoires où la demande d'électricité renouvelable est en croissance, comme aux États-Unis et ailleurs au Canada[51].

L'arrêt brusque de l'Ontario en matière d'approvisionnement en électricité renouvelable, y compris des programmes de TRG et de TRG pour micro-projets ainsi que l'annulation de l'Approvisionnement de grands projets d'énergie renouvelable (AGER II) {~ 980 MW}, affaiblit beaucoup l'avenir de cette industrie en Ontario, mis à part la petite niche des réseaux autonomes. Une partie de l'industrie se déplace vers d'autres provinces et États qui encouragent le développement de l'énergie solaire. L'Alberta, par exemple, donne désormais un rabais de 30 %, jusqu'à concurrence de 10 000 $, sur les installations solaires pour promouvoir l'industrie et stimuler la création d'emploi. De plus, elle s'est engagée à ce que 30 % de toute l'électricité provienne de sources d'énergie renouvelable d'ici 2030[52]. L'Alberta et la Saskatchewan mènent toutes deux le bal pour ce qui est

des projets solaires de puissance commerciale, lesquels attirent les compagnies ontariennes[53].

Si l'Ontario autorise la facturation nette virtuelle et l'exploitation par des tiers, accorde aux producteurs une tarification en fonction de l'heure et s'efforce de remédier à d'autres obstacles réglementaires et aux frais accessoires, la facturation nette permettrait à l'Ontario de s'éloigner du modèle de TRG et de maintenir une partie de la capacité de production et de mise en place des installations solaires qui s'est développée au cours des dix dernières années. Ces mesures aideraient à maintenir en Ontario certains emplois et une certaine expertise de l'énergie solaire, ce qu'il est important de garder en tête, puisqu'une des projections indique une perte nette d'environ 5 000 emplois dans le secteur solaire ontarien pour la période de 2017 à 2021[54].

La facturation nette est-elle avantageuse pour les ELD et les autres consommateurs d'électricité?

Les abonnés inscrits à la facturation nette utilisent le réseau comme une immense batterie. Ils utilisent les poteaux et les lignes qui servent à l'acheminement de l'électricité en plus d'utiliser les sources d'énergie du réseau lorsque leur propre système ne suffit pas à répondre à leur demande. Comment la facturation nette joue-t-elle sur le coût de distribution et de production pour le réseau dans son ensemble?

Pour ce qui est des poteaux et des lignes, les abonnés inscrits à la facturation nette paient à peu près leur juste part des coûts actuels nécessaires à l'entretien du réseau existant selon le modèle actuel de tarification de distribution[55], ce qui signifie qu'ils n'imposent pas de coûts de distribution supplémentaires aux abonnés non inscrits à la facturation nette. À long terme, la facturation nette pourrait faire augmenter ou diminuer les coûts de l'infrastructure du réseau. D'une part, la production est généralement située près de la charge, ce qui pourrait faire diminuer les coûts. Par exemple, il pourrait être possible de réduire certaines parties de l'infrastructure du réseau au moment de les remplacer ou l'infrastructure existante pourrait soutenir une croissance encore plus importante[56]. Il pourrait également y avoir des économies en raison de la perte d'énergie moins importante dans les lignes au moment où l'électricité est acheminée du producteur au consommateur. D'autre part, les distributeurs pourraient devoir investir davantage pour gérer le débit d'électricité à double sens, fonction pour laquelle les réseaux de distribution n'ont pas été conçus initialement.

Durant les chaudes journées d'été, la production solaire remplace une partie de la production d'électricité au gaz naturel, réduisant ainsi les coûts et les émissions de gaz à effet de serre.

L'effet des projets inscrits à la facturation nette sur les coûts de production d'électricité pour les abonnés non inscrits équivaut à un contrat à durée indéterminée du gouvernement pour l'achat d'une nouvelle production d'électricité renouvelable à un tarif qui est actuellement d'environ 11 ¢/kWh. Ce tarif est plus faible que ce que nous avons payé de tout temps pour l'électricité renouvelable en Ontario (le coût moyen de l'énergie solaire solaire par module PV selon l'AGER I était d'environ 15,7 ¢/kWh). Ainsi, la transition vers la facturation nette réduit les coûts d'approvisionnement en électricité pour les abonnés non inscrits, du moins à court terme.

La production d'électricité solaire est très élevée pendant les jours d'été, comme l'illustre la figure 18.5, ce qui est profitable pour l'environnement et le réseau d'électricité. Cette production coïncide avec la demande actuelle en période de pointe à laquelle le réseau ontarien doit répondre (principalement en raison du recours accru à la climatisation). L'électricité produite pour répondre à la demande en période de pointe est de loin la plus coûteuse à fournir. Durant les chaudes journées d'été, la production solaire remplace une partie de la production d'électricité au gaz naturel, réduisant ainsi les coûts et les émissions de gaz à effet de serre[57]. Toutefois, l'énergie solaire ne produit aucune électricité la nuit (à moins de la combiner au stockage d'énergie), soit lorsque le réseau ontarien en nécessite généralement le moins. La production solaire pourrait également amoindrir le besoin d'améliorer la capacité de production du réseau, quoique cette situation puisse être appelée à changer si l'Ontario devient un territoire où la demande de pointe est en hiver (p. ex., en raison de l'électrification du chauffage)[58].

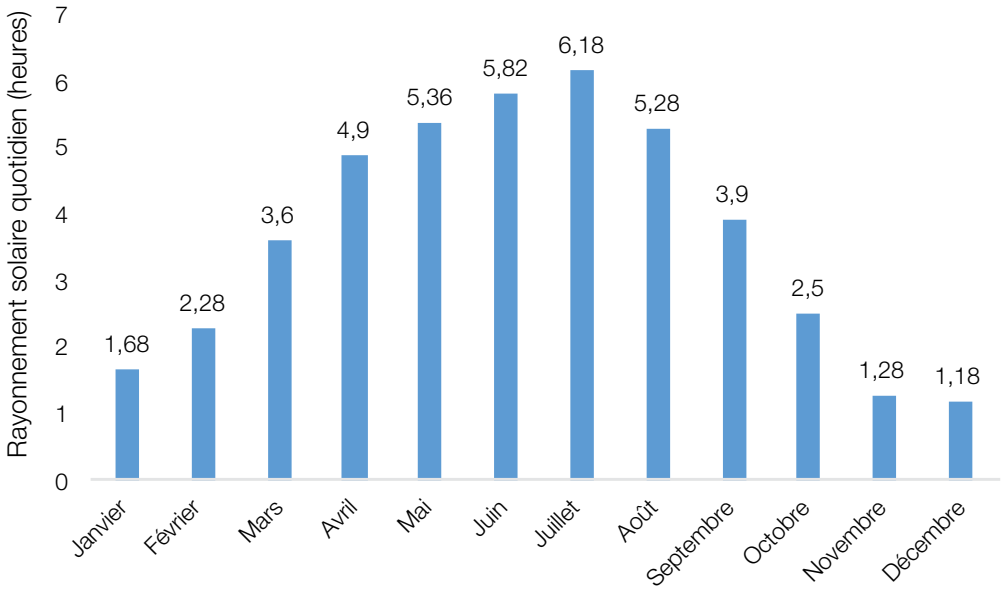


Figure 18.5. Rayonnement solaire quotidien moyen à Toronto

Source : « Frequently Asked Questions », Northern Lights Solar Systems, en ligne, [www.solarman.ca/faqtech.php] (consulté le 21 mars 2018).

Dans les États américains où la facturation nette est devenue populaire, la façon dont cette tarification se répercute sur les distributeurs et leurs abonnés fait l'objet d'un vaste débat. La plupart des études américaines ont conclu que la facturation nette profite à tous les abonnés au service, une fois que l'on tient compte de tous les avantages comme l'économie d'investissements en infrastructure et la réduction des émissions de carbone[59]. Toutefois, les effets précis dépendent des caractéristiques locales. Hawaï est un exemple extrême où la facturation nette s'est avérée très attrayante en raison de l'abondance d'ensoleillement et les prix d'électricité élevés étant donné le besoin d'importer des combustibles. La commission des services publics d'Hawaï a mis fin à son programme de facturation nette en 2015; il y avait tant de production d'électricité solaire dans l'État que le distributeur avait de la difficulté à gérer le faible besoin de combustion de ses générateurs aux combustibles fossiles. Dans le territoire de l'Hawaiian Electric Company, 16 % des abonnés étaient dotés d'installations inscrites à la facturation nette et représentaient plus de 30 % de la charge de pointe du circuit individuel[60]. Le Nevada a également reculé sur les dispositions de facturation nette, ce qui a causé le départ de fournisseurs de panneaux pour toiture, comme SolarCity, de l'État[61]. Certains États, comme le Massachusetts, ont fixé un plafond sur les montants soumis à la facturation nette en espérant protéger les ELD, mais également pour encourager le déploiement de la technologie solaire[62].

La plupart des études américaines ont conclu que la facturation nette profite à tous les abonnés au service.

La tarification en fonction de l'heure de consommation pourrait améliorer la valeur de l'électricité renouvelable

Quelles seront les répercussions de la facturation nette sur l'avenir de l'électricité renouvelable en Ontario?

injectée grâce à la facturation nette dans le réseau en encourageant les abonnés à intégrer des dispositifs de stockage d'énergie à leur installation et à injecter l'électricité stockée dans le réseau lors des périodes de pointe, soit lorsque les tarifs d'électricité sont élevés, en particulier en automne et en hiver, quand la période de pointe survient tard dans la journée après le moment où la production solaire plafonne. La tarification en fonction de l'heure de consommation était la principale source d'inquiétude exprimée dans les commentaires du public soumis sur le Registre environnemental lors de la première ronde de modifications à la facturation nette du ministère de l'Énergie[63]. Ce dernier s'est engagé à entreprendre une analyse coûts-avantages pour évaluer s'il faut faire les investissements nécessaires pour rendre la tarification en fonction de l'heure de consommation possible partout dans la province pour tous les abonnés inscrits à la facturation nette. La gestion directe du stockage d'énergie et de la facturation nette par les distributeurs pourrait présenter des avantages supplémentaires pour le réseau, comme abordé dans l'encadré « Adhésion des distributeurs à la facturation nette et au stockage d'énergie sur place ».

Adhésion des distributeurs à la facturation nette et au stockage d'énergie sur place

Dans le Plan énergétique à long terme (PELT) de 2017, le gouvernement de l'Ontario a promis de travailler avec la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE) pour élaborer des projets de démonstration relatifs à des installations décentralisées d'énergie renouvelable[64]. Le stockage d'électricité résidentiel est une des technologies à envisager.

Les abonnés pourraient vouloir jumeler le stockage d'énergie à leur installation solaire afin de se protéger des pannes du réseau. Par contre, au quotidien, la plupart des abonnés n'auront pas conscience et ne se soucieront pas de comment l'énergie voyage entre leur installation solaire, leur batterie et le réseau, pour autant que leurs besoins d'électricité sont satisfaits. Cela dit, la direction et la période du flux de l'énergie seront importantes pour les distributeurs. Si ces derniers peuvent gérer du moins en partie cette exploitation, ils pourront l'utiliser pour prolonger la vie des infrastructures du réseau, réduire la demande de pointe et offrir davantage de services au réseau.

Les entreprises locales de distribution (ELD) d'électricité ontariennes explorent les différentes façons dont les ressources d'énergie décentralisée pourraient soutenir leurs modèles d'affaires tout en améliorant la fiabilité du réseau. Divers projets qui comportent le raccordement d'un certain nombre de résidences inscrites à la facturation nette avec capacité de stockage et où le système de gestion et d'acquisition de données de l'ELD dicte le flux de l'énergie pour en tirer le maximum d'avantages sont prévus ou en exploitation.

Par exemple, Oshawa Power & Utilities Corporation, conjointement avec Tabuchi Electric et Panasonic Eco Solutions, a lancé un projet pilote qui fournit gratuitement à trente résidences des panneaux solaires, des batteries et un onduleur pour convertir l'électricité entre le courant continu et le courant alternatif[65]. Ces abonnés seront transférés à un contrat de facturation nette. La consommation énergétique des résidences pendant une panne sera prédéterminée pour que la batterie puisse fournir un minimum d'électricité durant quelques jours[66]. Exception faite de cette contrainte, le distributeur déterminera lorsque l'énergie emmagasinée dans la batterie sera utilisée. Grâce à un système efficace de gestion et d'acquisition de données exploité par le distributeur, les ELD pourront transformer la demande de pointe en demande hors pointe[67].

Alectra a mené un projet pilote semblable en matière de stockage résidentiel d'énergie solaire (le projet Power House). Pour évaluer le stockage en régions nordiques, où les heures d'ensoleillement sont plus longues en été qu'en hiver, l'entreprise s'est associée à Thunder Bay Hydro[68].

Quelles seront les répercussions de la facturation nette sur l'avenir de l'électricité renouvelable en Ontario?

Système résidentiel de stockage d'électricité solaire à batterie de Sunverge utilisé par Alectra dans son projet de démonstration Power House

Source : Sunverge.

Ces exemples (et les autres)[69] montrent que le futur de la production d'électricité décentralisée en Ontario pourrait comporter la combinaison de la facturation nette, de la production d'énergie solaire et du stockage, potentiellement avec un certain degré de gestion de l'exploitation par le distributeur. Que ces systèmes soient d'ampleur résidentielle ou communautaire, l'enjeu réside dans la façon de les gérer et de les déployer auprès d'un grand nombre d'abonnés. Pour que de tels systèmes puissent faciliter la gestion de la demande de pointe et fournir de l'énergie dans tout le réseau au besoin tout en maintenant le maximum d'avantages aux abonnés, le système avancé de gestion et d'acquisition de données sera la clé de son succès. L'Electricity Distributors Association a publié un document de réflexion qui conçoit la gestion des ressources d'énergie décentralisée par les distributeurs, y compris la production et le stockage d'énergie hors réseau, comme un élément fondamental pour veiller à ce que les ressources décentralisées soient utilisées de la manière la plus profitable pour le réseau et les abonnés[70]. Il s'agit d'une question ouverte à savoir l'ampleur du rôle que devraient jouer les ELD par rapport aux autres acteurs pour faire avancer la production d'électricité décentralisée et les autres technologies novatrices en matière d'énergie (Q16).

Conclusion

L'Ontario a grandement délaissé le soutien de la croissance de l'énergie renouvelable en faveur du maintien des prix de l'électricité bas à court terme. Il s'agit d'un sérieux coup pour l'économie sobre en carbone que l'Ontario construit depuis 10 ans.

La facturation nette ne stimulera pas la construction de projets d'énergie renouvelable au même rythme que le programme de TRG a pu le faire. Par contre, elle demeure une option modeste pour les abonnés ontariens intéressés à produire leur propre électricité et à faire leur part pour l'environnement.

La facturation nette, si elle est adéquatement mise en application, permettrait à l'Ontario de conserver une partie de ses emplois et de son expertise dans l'industrie de l'énergie solaire en plus de fournir un petit volume d'électricité renouvelable décentralisée à un coût relativement faible.

Le gouvernement devrait veiller à ce que les restrictions et contraintes d'emplacement pour la connexion au réseau de distribution ne nuisent pas indûment à la participation à la facturation nette.

RECOMMANDATION : Le ministère de l'Énergie devrait s'assurer que l'interdiction sur l'emplacement des projets solaires au sol dans les secteurs résidentiels ou près des limites d'une propriété ne s'applique pas aux structures qui portent de l'ombre sur les aires de stationnement, qu'elles soient accolées ou non à un édifice.

RECOMMANDATION : La Commission de l'énergie de l'Ontario devrait exiger des distributeurs d'électricité qu'ils acceptent un niveau raisonnable de production d'électricité renouvelable décentralisée.

L'Ontario a grandement délaissé le soutien de la croissance de l'énergie renouvelable en faveur du maintien des prix de l'électricité bas à court terme. Il s'agit d'un sérieux coup pour l'économie sobre en carbone que l'Ontario construit depuis 10 ans.

Comme les grands projets sont les moins coûteux à construire et à exploiter, les politiques qui favorisent les projets coopératifs et communautaires (comme la facturation nette virtuelle et l'exploitation par des tiers) devraient vraisemblablement faire augmenter le nombre de projets de facturation nette.

RECOMMANDATION : L'infrastructure de facturation nette du ministère de l'Énergie devrait accommoder et favoriser les projets coopératifs et communautaires.

Les montants crédités pour l'électricité injectée dans le réseau par les abonnés inscrits à la facturation nette devraient mieux correspondre à sa valeur pour le réseau et tenir compte aussi de la diminution des émissions de carbone et de la réduction de la demande de pointe. Lorsque possible, cette mesure devrait inclure la tarification en fonction de l'heure de consommation.

RECOMMANDATION : Le ministère de l'Énergie devrait favoriser la tarification en fonction de l'heure de consommation pour la facturation nette.

Notes de fin de chapitre

1. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, A Progress Report on Contracted Electricity Supply–Second Quarter 2017, Toronto, le 1er septembre 2017, p. 30.
2. La production peut dépasser la consommation pour un mois donné; l'abonné reçoit alors un crédit pour l'excédent qu'il peut appliquer sur des coûts futurs jusqu'à 12 mois plus tard. Voir par exemple : HYDRO ONE, « Net Metering », en ligne, [www.hydroone.com/business-services/generators/net-metering] (consulté le 21 mars 2018).
3. POISSANT, Y., et coll., National Survey Report of PV Power Applications in Canada: Photovoltaic Power Systems Programme, Agence internationale de l'énergie, Ottawa, 2014, p. 15.
4. Manitoba Hydro a un programme de facturation nette pour les projets d'énergie solaire et paie aussi un incitatif financier de 1 $ par watt de puissance installée. Initialement mis en place en 2008, le règlement albertain sur la microproduction permet aux Albertains de générer leur propre électricité pour répondre à leurs besoins. Le règlement a été mis à jour en 2016 afin d'augmenter la capacité de production autorisée à 5 MW et de permettre aux systèmes de desservir des consommateurs adjacents. Le règlement est encore une fois à l'étude afin d'autoriser la production communautaire d'électricité. SaskPower a également un programme de facturation nette pour les projets jusqu'à 100 kW; dans le cadre de ce programme, SaskPower offre un remboursement pouvant atteindre 20 000 $.
5. Certains territoires, comme la Nouvelle-Écosse, permettent la vente de la production excédentaire à la fin de l'année.
6. GOUVERNEMENT DE L'ONTARIO, « Modifications proposées au Règlement de l'Ontario 541/05 (Net metering) ou adoption d'un nouveau règlement (à déterminer) pris en application de la Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario », Registre environnemental, avis nº 013-1913, le 28 novembre 2017.
7. Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario, Règl. de l'Ont. 541/05: Net Metering.
8. GOUVERNEMENT DE L'ONTARIO, « Modification du Règlement de l'Ontario 541/05 : Net Metering, pris en vertu de la Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario », Registre environnemental, avis nº 012-8435, le 22 décembre 2016.
9. L'avis de décision no 012-8435, publié le 22 décembre 2016 sur le Registre environnemental, a éliminé la limite maximale de 500 kW.
10. La façon dont une ELD devrait facturer l'électricité à un abonné inscrit à la facturation nette est expliquée dans le règlement sur la facturation nette (Règl. de l'Ont. 541/05 : Net Metering).
11. Voir le site Web de Sunfish pour obtenir un exemple d'une facture d'Hydro One pour un abonné inscrit à la facturation nette. (SUNFISH, en ligne, [i0.wp.com/sunfishsolar.ca/wp-content/uploads/2015/02/Hydro-generation.jpg] (consulté le 21 mars 2018).)
12. Les grands abonnés commerciaux qui ne sont pas admissibles pour la grille tarifaire réglementée achètent une grande partie de leurs factures en fonction de leur demande (kW). Comme avec les frais fixes, les frais en fonction de la demande ne peuvent être compensés en fonction de la facturation nette.
13. La Commission de l'énergie de l'Ontario a fixé la consommation résidentielle standard en Ontario à 750 kWh/mois le 14 avril 2016.
14. Le calcul est fait en fonction d'une tarification à paliers pour les abonnés. (COMMISSION DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO, « Calculatrice de facture », en ligne, [www.oeb.ca/fr/protection-des-consommateurs/contrats-dapprovisionnement-en-energie/calculatrice-de-facture] (consulté le 21 mars 2018).)
15. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, « FIT/microFIT Price Schedule », Toronto, le 1 janvier 2017, en ligne, [ieso.ca/-/media/files/ieso/document-library/fit/2017-fit-price-schedule.pdf?la=en] (consulté le 13 mars 2017).
16. En date du 1er juillet 2017, les paliers de tarification étaient les suivants : 7,7 ¢/kWh pour les 600 premiers kilowattheures consommés par mois et de 9,0 ¢/kWh pour la consommation excédentaire. Ces prix ne dépendent pas de l'heure de la journée à laquelle l'électricité a été consommée.
17. GOUVERNEMENT DE L'ONTARIO, « Modifications proposées au Règlement de l'Ontario 541/05 (Net metering) ou adoption d'un nouveau règlement (à déterminer) pris en application de la Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario », Registre environnemental, avis no 013-1913, le 28 novembre 2017.
18. GOUVERNEMENT DE L'ONTARIO, « Modifications proposées au Règlement de l'Ontario 389/10 (General) en vertu de la Loi de 2010 sur la protection des consommateurs d'énergie », le 28 novembre 2017.
19. COMPASS RENEWABLE ENERGY CONSULTING INC., Market Analysis of Ontario's Renewable Energy Sector, Toronto, juin 2017, p. 14.
20. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, Ontario Planning Outlook, Toronto, septembre 2016, p. 13.
21. GOUVERNEMENT DE L'ONTARIO, « Nouveau règlement proposé pris en application de la Loi de 1998 sur l'électricité », Registre environnemental, avis no 013-1916, le 28 novembre 2017.
22. ASSOCIATION DES INDUSTRIES SOLAIRES DU CANADA, « Submission re: Proposed Enhancement's to Ontario Net Metering Framework », en ligne, [www.cansia.ca/uploads/7/2/5/1/72513707/180118_-_cansia_submission_re_ebr_net_metering_20_final.pdf] (consulté le 16 mars 2018).
23. COMMISSION DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO, « Net Metering Consultation », en ligne, [www.oeb.ca/industry/policy-initiatives-and-consultations/net-metering-consultation] (consulté le 21 mars 2018).
24. COMMISSION DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO, Distribution System Code, Toronto, mars 2018, p. 127.
25. La citation exacte de l'objectif de la Commission de l'énergie de l'Ontario est de « [p]romouvoir la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable et l'utilisation d'électricité ainsi produite d'une manière compatible avec les politiques du gouvernement de l'Ontario, y compris l'extension ou le renforcement en temps voulu des réseaux de transport et de distribution pour permettre le raccordement d'installations de production d'énergie renouvelable » (Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario, alinéa 1[1]5); le Règl. de l'Ont. 330/09 sur le recouvrement des coûts relatifs à l'article 79.1 de la Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario définit la formule pour récupérer certains des coûts de modernisation du réseau en vue d'intégrer l'énergie renouvelable à partir de tous les abonnés de la province.
26. COMMISSION DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 22 décembre 2017.
27. COMMISSION DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO, Filing Requirements for Electricity Transmission and Distribution Applications, chapitre 4, Toronto, juillet 2014, p. 16. Les demandeurs peuvent utiliser ces renseignements pour demander une autorisation de la Commission pour du financement

afin de moderniser leur réseau pour accommoder les projets d'électricité renouvelable. Par contre, cette mesure n'est pas obligatoire. Les distributeurs peuvent déterminer le rythme auquel ils moderniseront leur réseau pour accommoder les projets d'électricité renouvelable. De plus, ils peuvent refuser des projets s'ils n'ont pas la « capacité technique » pour les raccorder. Il y a toutefois une exception qui remonte à une directive de 2011 du ministre de l'Énergie, laquelle somme la Commission d'exiger qu'Hydro One modernise certains aspects de son réseau de transport afin de rendre possible le raccordement des projets d'électricité renouvelable. HYDRO ONE, Decision and Order, EB-2011-0055, en ligne, [www.hydroone.com/abouthydroone/RegulatoryInformation/oebapplications/Documents/dec_order_et_HONI_20110228.pdf] (consulté le 21 mars 2018).

28. OFFICE DE L'ÉLECTRICITÉ DE L'ONTARIO, Board Staff Discussion Paper on Issues Related to the Connection of Micro-Embedded Generation Facilities, EB-2012-0246, Toronto, décembre 2012, p. 3.

29. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 17 novembre 2017.

30. MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 17 novembre 2017.

31. Ibid.

32. Commission de l'énergie de l'Ontario, Re: Net Metering Consultation Board File No.: EB-2017-0200, le 25 mai 2017, en ligne, [www.oeb.ca/sites/default/files/letter-Net-Metering-Consultation_20170525.pdf].

33. Certains renseignements généraux disponibles à la page suivante : BUREAU DE FACILITATION EN MATIÈRE D'ÉNERGIES RENOUVELABLES, « Réduisez votre facture d'énergie grâce à la facturation nette », ministère de l'Énergie, en ligne, [www.ontario.ca/fr/page/reduisez-votre-facture-denergie-grace-la-facturation-nette].

34. ASSOCIATION DES INDUSTRIES SOLAIRES DU CANADA, Feedback to AWG, le 13 mars 2017, diapo 4, en ligne, [www.cansia.ca/uploads/7/2/5/1/72513707/170313_-_cansia_nmf_feedback_to_awg_vf.pdf].

35. COMMISSION EUROPÉENNE, Best practices on Renewable Energy Self-consumption, Bruxelles, juillet 2015, p. 2.

36. En plus des coûts d'investissement de l'installation, dans certains cas, il y a d'autres frais liés à la facturation nette, lesquels pourraient notamment inclure des frais d'ouverture de compte et des frais de service mensuels. Par exemple, Hydro Ottawa facture des frais de 30 $/mois pour l'ouverture de compte et de 19 $ par mois comme frais de service. (HYDRO OTTAWA, « Producteurs d'énergie », en ligne, [https://hydroottawa.com/comptes-et-facturation/production/producteurs-d-energie] (consulté le 21 mars 2018).)

37. ASSOCIATION DES INDUSTRIES SOLAIRES DU CANADA, Feedback to AWG, présentation, le 13 mars 2017, diapo 5, en ligne, [www.cansia.ca/uploads/7/2/5/1/72513707/170313_-_cansia_nmf_feedback_to_awg_vf.pdf].

38. ASSOCIATION DES INDUSTRIES SOLAIRES DU CANADA, Roadmap 2020 Powering Canada's Future With Solar Electricity, Ottawa, 2017, p. 16.

39. Ibid.

40. Ibid., p. 4.

41. Aucune ELD n'a terminé sa transition vers des tarifs de distribution entièrement fixes; ceux-ci sont graduellement instaurés sur une période de quatre ans, mais la plupart des distributeurs auront une tarification fixe dès 2019 ou 2020. (COMMISSION DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 17 novembre 2017.)

42. Une exception est le programme SMART vert, géré par les Manufacturiers et Exportateurs du Canada; ce programme n'est ouvert qu'aux petites entreprises manufacturières où les projets d'électricité solaire constituent une des catégories de projets admissibles aux incitatifs. (Programme SMART, « Lignes directrices des demandes de financement pour un projet », en ligne, [cmeweb.crm.eperformanceinc.com/smartgreen/smartgreenproject/] (consulté le 21 mars 2018).)

43. « Expect the Unexpected: The Disruptive Power of Low-carbon Technology », Carbon Tracker, en ligne, [www.carbontracker.org/reports/expect-the-unexpected-the-disruptive-power-of-low-carbon-technology/] (consulté le 16 mars 2018).

44. LAZARD, Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis – Version 10.0, en ligne, [www.lazard.com/media/438038/levelized-cost-of-energy-v100.pdf] (consulté le 16 mars 2018).

45. NAVIGANT CONSULTING, INC., Sector Profile for Solar Photovoltaics in Canada by Navigant Consulting, Toronto, CanmetENERGY, mars 2012, p. 59.

46. POISSANT, Y., et coll., National Survey Report of PV Power Applications in Canada: Photovoltaic Power Systems Programme –2016, CanmetENERGY, Ottawa, 2017, p. 6.

47. Les trois entreprises sont les suivantes : Silfab (Mississauga), Heliene (Saulte Ste. Marie), Canadian Solar (Guelph).

48. CANADIAN SOLAR, « Company Profile North America », en ligne, [www.canadiansolar.com/media/canadian_solar-web_brochure-north_america.pdf] (consulté le 16 mars 2018).

49. KUITENBROUWER, P., « Renewing the Soo: How alternative energy investments are transforming Saulte Ste. Marie », Financial Post, le 12 août 2016, en ligne, [business.financialpost.com/executive/smart-shift/renewing-the-soo-how-alternative-energy-investments-are-transforming-sault-ste-marie?__lsa=103d-c154].

50. Silfab Solar, « Silfab Partners with Morgan Solar To Disrupt The Cost of PV », communiqué de presse, le 5 décembre 2017.

51. COMPASS RENEWABLE ENERGY CONSULTING INC., Market Analysis of Ontario's Renewable Energy Sector, Toronto, juin 2017, p. 7.

52. KORNIK, S., « Alberta offering up to 30% off solar panel installation with $36M program », Global News, le 21 juin 2017, en ligne, [globalnews.ca/news/3544679/alberta-government-revealing-details-about-solar-program/].

53. CANSIA, Solar Year-In-Review, présentation, Solar Canada 2017, le 3 décembre 2017, diapo 11, en ligne, [solarcanadaconference.ca/wp-content/uploads/2017/12/Day1-2-Solar-Year-In-Review-Outlook-2018.pdf].

54. COMPASS RENEWABLE ENERGY CONSULTING INC., Market Analysis of Ontario's Renewable Energy Sector, Toronto, juin 2017, p. 25.

55. Cette juste part résulte des frais fixes de distribution imposés aux abonnés, du moins pour les abonnés résidentiels. Ces frais fixes servent à entretenir le réseau; ils ne sont pas rattachés à la consommation d'électricité d'un abonné.

56. Rencontre des parties prenantes avec l'Electricity Distributors Association, novembre 2017.

57. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 17 novembre 2017.

58. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, Ontario Planning Outlook, Module 7: Electricity System Cost Outlook, présentation, août 2016.

59. « Rooftop solar: Net metering is a net benefit », en ligne, Brookings, [www.brookings.edu/research/rooftop-solar-net-metering-is-a-net-benefit/] (consulté le 21 mars 2018).

60. PYPER, J., « Hawaii Regulators Shut Down HECO's Net Metering Program », Greentech Media, le 14 octobre 2015, en ligne, [www.greentechmedia.com/articles/read/hawaii-regulators-shutdown-hecos-net-metering-program#gs.MrsOkHc].

61. PENN, I., « SolarCity to leave Nevada after PUC cuts rooftop solar benefits », Los Angeles Times, le 23 décembre 2015, en ligne, [www.latimes.com/business/la-fi-solarcity-nevada-rooftop-20151223-story.html].

62. ELECTRICITY DISTRIBUTORS ASSOCIATION, The Power To Connect, Advancing Customer-Driven Electricity Solutions for Ontario, Vaughan, février 2017, p. 73.

63. GOUVERNEMENT DE L'ONTARIO, « Modification du Règlement de l'Ontario 541/05 : Net Metering, pris en vertu de la Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario », Registre environnemental, avis no 012-8435, le 22 décembre 2016.

64. MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE, Plan énergétique à long terme de 2017, Garantir l'équité et le choix, Toronto, octobre 2017, p. 72.

65. ELECTRICITY DISTRIBUTORS ASSOCIATION, The Power To Connect, Advancing Customer-Driven Electricity Solutions for Ontario, Vaughan, février 2017, p. 57.

66. « Solar Storage Pilot Program », Oshawa PUC Networks, en ligne, [www.opuc.on.ca/frequently-asked-questions-faqs/] (consulté le 16 mars 2018).

67. ELECTRICITY DISTRIBUTORS ASSOCIATION, The Power To Connect, Advancing Customer-Driven Electricity Solutions for Ontario, Vaughan, février 2017, p. 57.

68. POWERSTREAM INC., PowerStream Expanding Residential Solar-Storage Through Other Utilities, communiqué de presse, le 7 octobre 2016.

69. Exemples de gestion de l'énergie de l'avenir : a) « Community Energy Storage », Ecamion, en ligne, [www.ecamion.com/portfolio/ces/] (consulté le 21 mars 2018); b) « Construction begins on North Bay's new community energy park microgrid », CBC News, en ligne, [www.cbc.ca/news/canada/sudbury/north-bay-hydro-microgrid-1.4419161].

70. ELECTRICITY DISTRIBUTORS ASSOCIATION, The Power To Connect, Advancing Customer-Driven Electricity Solutions for Ontario, Vaughan, février 2017, p. 9.

L'AVENIR DE L'ÉLECTRICITÉ EN ONTARIO

QUESTION 19

Quelle est la valeur de l'économie d'énergie?

L'économie d'énergie fait économiser de l'argent aux abonnés. Elle peut aussi soulager le réseau en réduisant la demande de pointe et rendre l'électricité utilisable pour le chauffage et le transport.

Au cours des dix dernières années, l'économie d'énergie a fait économiser de l'argent à tous les abonnés au service d'électricité en plus d'apporter des avantages supplémentaires à ceux qui ont participé à des programmes, notamment les abonnés à faible revenu et les communautés autochtones.

Aussi, l'économie d'énergie a globalement fait réduire les coûts du réseau d'électricité. L'économie d'énergie apporte des avantages économiques et environnementaux à court terme surtout dans les heures où elle réduit le recours à la production d'électricité au gaz naturel. Qui plus est, presque tous les projets d'économie d'énergie seront efficaces pour une dizaine d'années ou plus, ce qui réduira le besoin d'acquérir de nouvelles ressources de production d'électricité à l'avenir. Depuis dix ans, les programmes d'économie d'électricité deviennent de moins en moins coûteux, par unité d'électricité, que toute nouvelle ressource de production d'électricité, toute source d'énergie confondue, en coûtant en moyenne 2,1 ¢/kWh aux abonnés en 2016[1].

La province continue de s'engager au respect de sa cible d'économie d'énergie à long terme de 30 TWh (d'ici 2032). Dans un avenir fort en électrification, l'économie d'énergie devrait jouer un rôle encore plus grand.

À ce jour, le cadre actuel du programme d'économie d'énergie de six ans de l'Ontario (qui prend fin en 2020 et fait l'objet d'un examen à mi-parcours) s'est avéré une réussite. Le cadre devrait être peaufiné afin de mettre à jour l'évaluation de la rentabilité, de cibler l'économie d'énergie en période de demande de pointe, de mieux intégrer l'économie de multiples sources d'énergie, d'évaluer si les agents d'exécution des programmes actuels sont adéquats et de s'assurer que les cibles relatives au changement climatique sont intégrées à l'économie d'énergie. Les changements apportés au cadre d'économie d'électricité existant qui entreront en vigueur avant 2020 devraient être examinés en profondeur afin d'éviter de nuire aux programmes actuels.

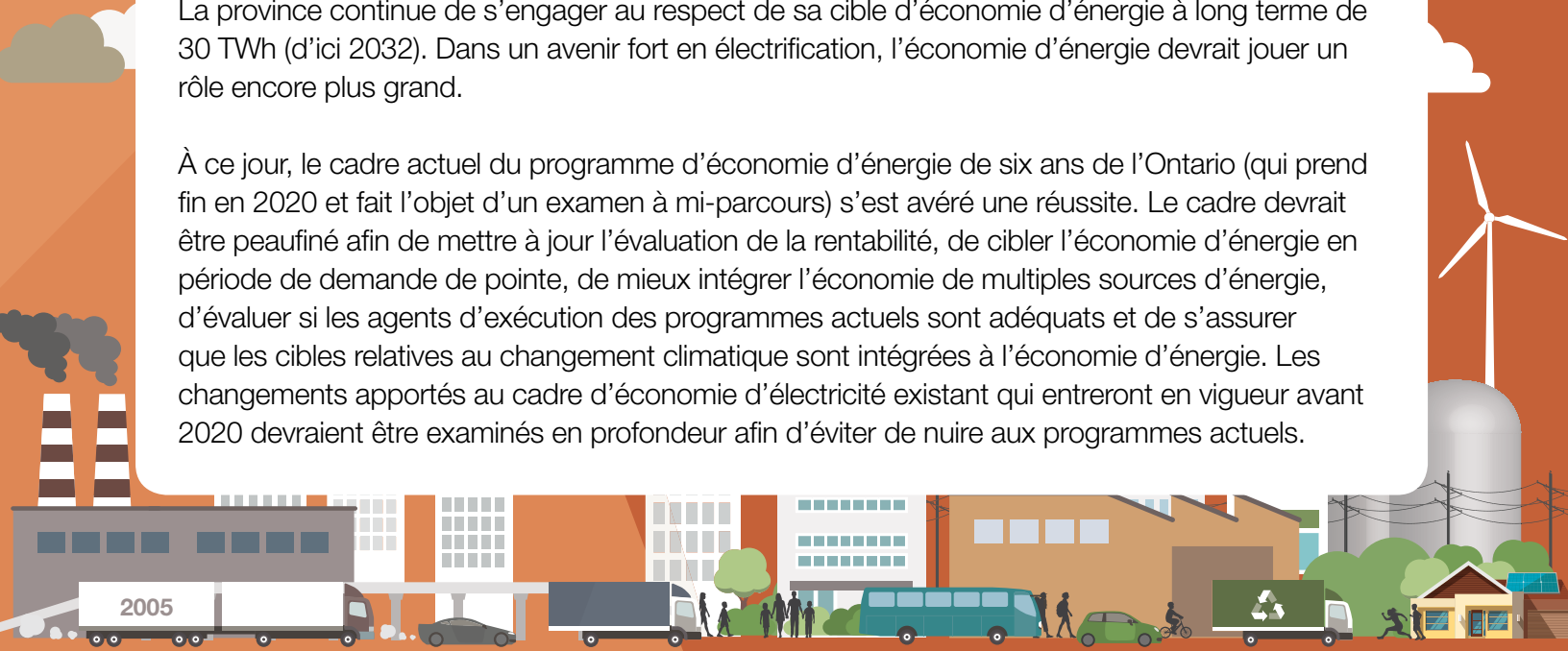


Table des matières

LES FAITS EN DÉTAIL 314

Cibles et programmes actuels d'économie d'énergie 314

La valeur de l'économie d'énergie pour les abonnés participants 316

La valeur de l'économie d'énergie pour le réseau d'électricité 317

Incorporer la réduction des émissions de gaz à effet de serre dans le calcul des avantages financiers de l'économie d'énergie 319

La valeur de l'économie d'énergie sera encore plus importante dans un avenir fort en électrification 321

Le besoin de maintenir la culture d'économie d'énergie 321

Est-il possible d'économiser davantage d'électricité? 322

La revue à mi-parcours des programmes d'économie d'énergie 324

Commentaires de la CEO 324

Notes de fin de chapitre 326

Les faits en détail…

« Pourquoi investissons-nous dans l'économie d'énergie en période de surplus d'électricité? » est une question couramment posée par les intervenants et les critiques ontariens en matière d'énergie. Comme abordé aux parties Q5 et Q7, , l'Ontario est seulement en surplus d'électricité en période de faible demande et la majeure partie de ce surplus est temporaire.

Durant les heures de forte demande, l'Ontario a recours à la coûteuse et polluante production d'électricité au gaz naturel, ce qui pourrait être évité grâce à l'économie d'énergie et à la gestion de la demande. Comme expliqué à la partie Q5, l'Ontario arrive à peine à répondre à la demande de pointe estivale avec ses ressources actuelles, et de nouvelles ressources de production d'électricité seront nécessaires dans les prochaines années étant donné les fermetures et remises à neuf de certaines centrales nucléaires et les prévisions d'électrification (voir la partie Q15).

Les programmes d'économie d'électricité, qui depuis 2005 font diminuer la consommation globale d'électricité et la consommation durant les heures de grande demande, deviendront de plus en plus précieux à mesure que les « surplus » s'épuisent et que la province va de l'avant avec l'électrification pour atteindre ses objectifs climatiques. Les mesures d'économie d'énergie déjà en place généreront des économies durant de nombreuses années. Dans la présente partie, le rapport de la CEO traite de la valeur actuelle et future de l'économie d'énergie et des changements qui pourraient la rendre encore plus efficace.

l'Ontario présente une cible d'économie d'électricité à long terme qui représente environ 20 % de la demande d'électricité actuelle.

Cibles et programmes actuels d'économie d'énergie

Dans son Plan énergétique à long terme (PELT), l'Ontario présente une cible d'économie d'électricité à long terme (30 TWh de réduction de la consommation d'électricité d'ici 2032, qui représente environ 20 % de la demande d'électricité actuelle de l'Ontario). Cette cible doit être atteinte au moyen de programmes d'économie d'énergie, de codes et normes énergétiques, de politiques de prix et d'autres mesures.

La présente partie porte principalement sur les programmes d'économie d'énergie des services d'électricité qui sont en partie financés par les tarifs d'électricités et qui sont offerts par les entreprises locales de distribution d'électricité (ELD) ou la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE). Ces programmes sont offerts partout dans la province depuis 2005. Remarque : La présente partie n'aborde pas les programmes, comme le Fonds pour un Ontario vert, qui sont financés à partir des revenus du programme de plafonnement et d'échange pour réduire les émissions de GES ni le risque de chevauchement entre les deux types de programmes ni la confusion qu'il provoque[2].

Le budget nécessaire pour offrir ces programmes du service d'électricité provient de tous les abonnés de l'Ontario et comprend les frais d'administration des programmes (26 % des coûts totaux en 2015) et les incitatifs pour les abonnés qui participent aux projets d'économie d'énergie (74 % des coûts totaux en 2015)[3]. Pour la plupart des programmes, les incitatifs aux participants ne couvrent pas le coût total du projet d'économie d'énergie; environ le tiers du coût du programme est payé par les participants, comme l'illustre la figure 19.1. L'argent dépensé pour l'économie d'énergie ne représente qu'une petite fraction de la facture d'électricité des Ontariens. En 2016, les abonnés au service d'électricité ont payé 307 millions de dollars pour les programmes d'économie d'électricité des ELD et de la SIERE, soit 1,4 % du coût total du service[4]. Les dépenses en économie d'énergie étaient plus basses en 2016 qu'en 2015[5].

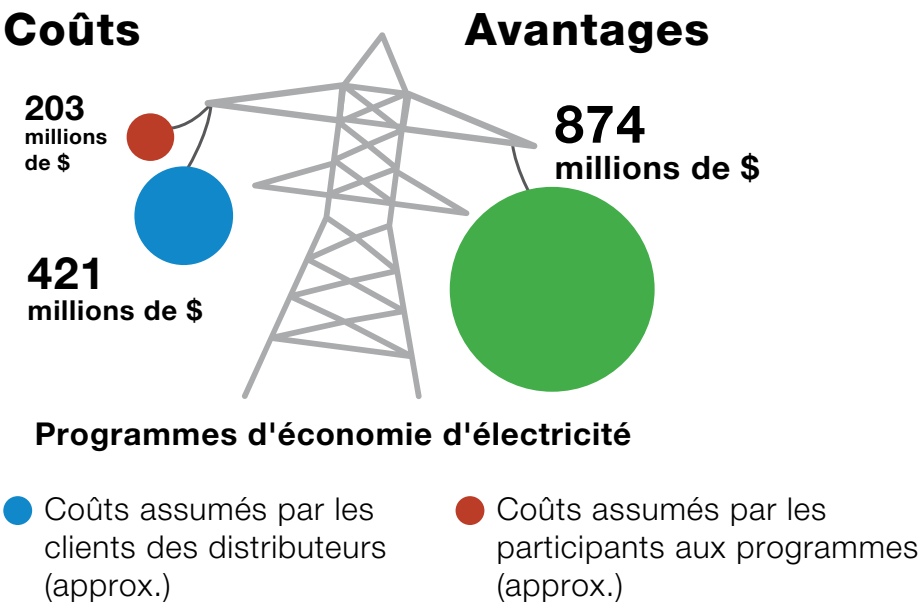


Figure 19.1. Coûts et avantages des programmes d'économie d'électricité pour la société, 2014

Remarque : Cette figure repose sur les données des dépenses réelles fournies par la SIERE pour un autre rapport de la CEO.

Source : Commissaire à l'environnement de l'Ontario, Économie d'énergie : Passons aux choses sérieuses, Rapport sur les progrès liés à l'économie d'énergie de 2015-2016, Toronto, mai 2016, p. 132.

À l'heure actuelle, la province est à la mi-parcours du Cadre stratégique de priorité à la conservation de l'énergie (PCE) de 2015-2020, lequel cible des économies supplémentaires d'électricité de 7 TWh pour les abonnés raccordés au réseau de distribution (une portion de la cible à long terme de 30 TWh)[6]. Tous les détails sur le Cadre stratégique et les programmes offerts se trouvent dans le rapport de la CEO intitulé Chaque joule est précieux. Dans les deux premières années du cadre de six ans (puisque 2016 est la plus récente année pour laquelle des données vérifiées sont disponibles), les programmes d'économie d'électricité avaient généré des économies de 2,8 TWh sur leur cible de 7 TWh[7].

Sans les programmes financés par les abonnés offerts depuis 2006, la consommation d'électricité des Ontariens pour 2016 aurait été 7 TWh plus élevée, ce qui représente 5 % de la consommation provinciale (il y a eu des économies supplémentaires générées par les codes et normes énergétiques et d'autres programmes [partie Q3]). Les économies issues des programmes d'économie d'énergie des services d'électricité financés par les abonnés sont illustrées à la figure 19.2.

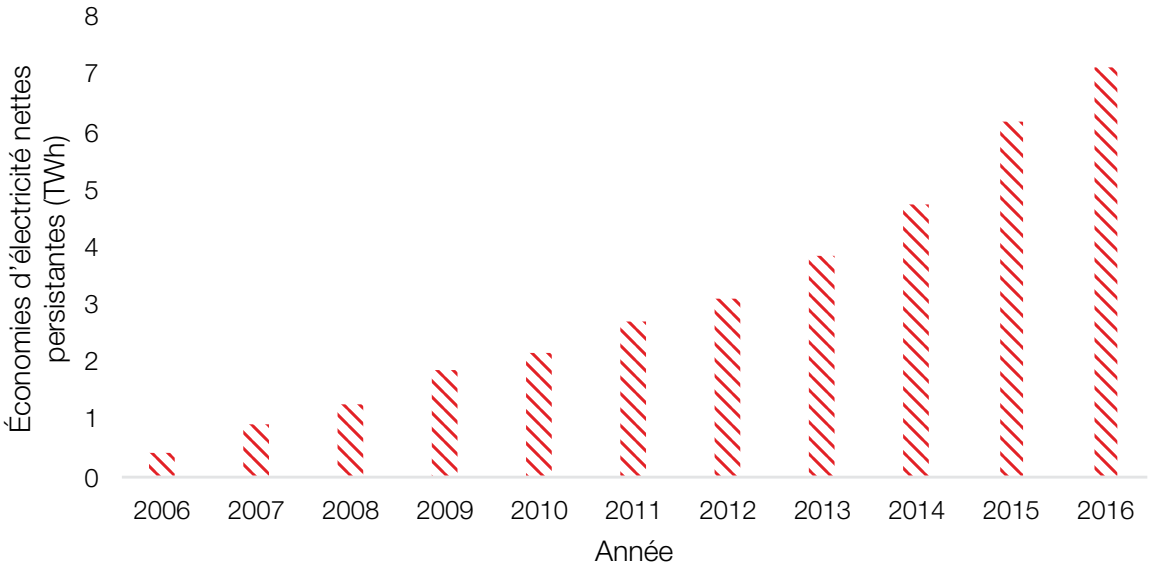


Figure 19.2. Économies d'électricité persistantes issues des programmes d'économie d'énergie de la SIERE et des ELD, 2006-2016

Remarque : Cette figure fait seulement état des économies persistantes des programmes d'économie d'énergie offerts par la SIERE ou les ELD, et non pas des économies issues d'autres politiques et mesures qui ont généré des économies d'énergie. Il en est plutôt question à la partie Q3 du présent rapport.

Source : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 31 janvier 2018.

Le PELT de 2017 réaffirme l'engagement du gouvernement à atteindre la cible d'économie d'énergie de 2032. Même si la province n'a pris aucun engagement précis pour après 2020, date de la fin du cadre stratégique actuel d'économie d'énergie, le PELT souligne l'importance de réduire la consommation d'électricité au moyen de programmes d'économie d'énergie du début au milieu des années 2020. À ce moment, la puissance disponible à l'échelle provinciale diminuera en raison de la remise à neuf de centrales nucléaires et la demande devrait augmenter sous l'effet de l'électrification de la consommation de combustibles fossiles (partie Q15)[8].

La valeur de l'économie d'énergie pour les abonnés participants

Les programmes d'économie d'électricité profitent aux participants. Ils économisent de l'argent parce qu'ils gagnent en efficacité énergétique. Les programmes actuels offrent un mélange d'incitatifs financiers et d'assistance technique en plus d'être offerts à tous les secteurs. Les programmes d'économie d'énergie qui ciblent les abonnés à faible revenu

Les programmes d'économie d'électricité profitent aux participants.

et les abonnés des Premières Nations résidant sur une réserve offrent, toute proportion gardée, plus de soutien financier aux participants que les programmes destinés aux grands consommateurs industriels, lesquels nécessitent souvent de gros budgets pour financer l'analyse et la mise en place de projets d'efficacité énergétique complexes qui généreraient de grandes économies.

Les programmes d'économie d'énergie sont offerts aux abonnés à faible revenu et aux communautés des Premières Nations en entraînant peu ou pas de coûts aux participants et leur apportent d'autres avantages. En plus de réduire les factures d'électricité, les programmes d'économie d'énergie apportent des avantages sociaux comme la meilleure gestion des arriérés de paiements des factures, des conditions de vies plus confortables et l'amélioration de la santé et de la sécurité pour les résidents. Beaucoup de résidences dans les collectivités vulnérables sont chauffées à l'électricité. Les avantages d'un confort thermique amélioré

et de la diminution du stress relatif à la chaleur, au froid et aux finances peuvent s'avérer importants pour les mesures d'économie d'énergie qui ciblent l'enveloppe des édifices ou les systèmes de chauffage ou de climatisation[9].

En août 2017, le ministre de l'Énergie a remis une directive à la SIERE afin qu'elle remanie, finance et centralise le Programme des services à domicile afin d'améliorer le programme et assurer qu'il soit offert partout dans la province[10]. Les programmes d'économie d'énergie pour les Premières Nations apportent aux résidents des avantages sociaux semblables. Hydro One, qui dans la province recense le plus d'abonnés des Premières Nations résidant sur une réserve, compte près de 3 500 résidences dans son programme d'économie d'énergie pour les Premières Nations[11]. Selon le plus récent PELT, les programmes d'économie d'énergie pour les Premières Nations et les Métis seront revus dans le but de mieux aligner les programmes avec les besoins et les intérêts des communautés.

La valeur de l'économie d'énergie pour le réseau d'électricité

Le réseau d'électricité dans son ensemble profite de l'économie d'énergie une bonne partie de l'année.

D'abord et avant tout, **l'économie d'énergie réduit l'utilisation de la puissance existante**, ce qui est particulièrement bénéfique dans les temps de grande demande puisque l'on évite d'avoir recours à des méthodes de production d'électricité plus coûteuses (qui entraînent souvent des émissions de GES) et que l'on peut économiser de l'hydroélectricité pour l'utiliser en période de pointe. L'économie d'énergie permet d'économiser les coûts d'exploitation et du combustible de l'électricité qui n'a pas eu à être produite en plus d'éviter des émissions supplémentaires. Le principal avantage est d'éviter le besoin d'utiliser les centrales au gaz naturel étant donné le coût important du combustible et les émissions considérables que ces centrales produisent.

- L'Ontario aurait eu besoin de beaucoup plus de production d'électricité au gaz naturel en 2016 et en 2017 sans les efforts d'économie d'énergie de 7 TWh des années précédentes.

Le réseau d'électricité dans son ensemble profite de l'économie d'énergie une bonne partie de l'année.

- Il aurait été possible d'économiser davantage en réduisant directement l'utilisation de l'électricité au gaz naturel dans environ 17 % des heures en 2017[12].
- Dans une autre tranche de 25 % des heures, l'économie d'énergie aurait pu remplacer la production d'hydroélectricité en période de pointe[13]. Ces économies supplémentaires ont aussi une valeur, puisqu'une bonne partie de cette production en période de pointe aurait pu être stockée et utilisée pour réduire la production au gaz naturel.
- Ainsi, dans le cas de 17 à 42 % des heures en 2017, le fait d'avoir économisé davantage d'énergie aurait pu directement réduire les coûts d'exploitation et du combustible en plus de diminuer les émissions de GES.

Comme les mesures d'économie d'énergie en place à ce jour feront économiser de l'électricité pour de nombreuses années, elles pourraient aussi **réduire le besoin d'investissement en nouvelles infrastructures de production, de transport et de distribution d'électricité**, en particulier si la réduction survient à des moments où la demande est élevée.

- Même si l'Ontario n'a pas immédiatement besoin de nouvelles ressources de production d'électricité dès maintenant, la majorité des économies des programmes d'économie d'énergie perdureront durant des années. Les programmes actuels aideront donc à reporter, voire à éliminer, le besoin de construire de nouvelles ressources de production d'électricité dans les prochaines années. Les mesures d'économie d'énergie qui ont une longue durée de vie ont une grande valeur puisqu'elles aident longtemps à repousser d'importantes dépenses en modernisations des infrastructures électriques.

Par unité d'électricité produite (ou économisée), l'économie d'énergie est moins coûteuse que toute forme de nouvelle production comme le présente la figure 19.3.

Quelle est la valeur de l'économie d'énergie?

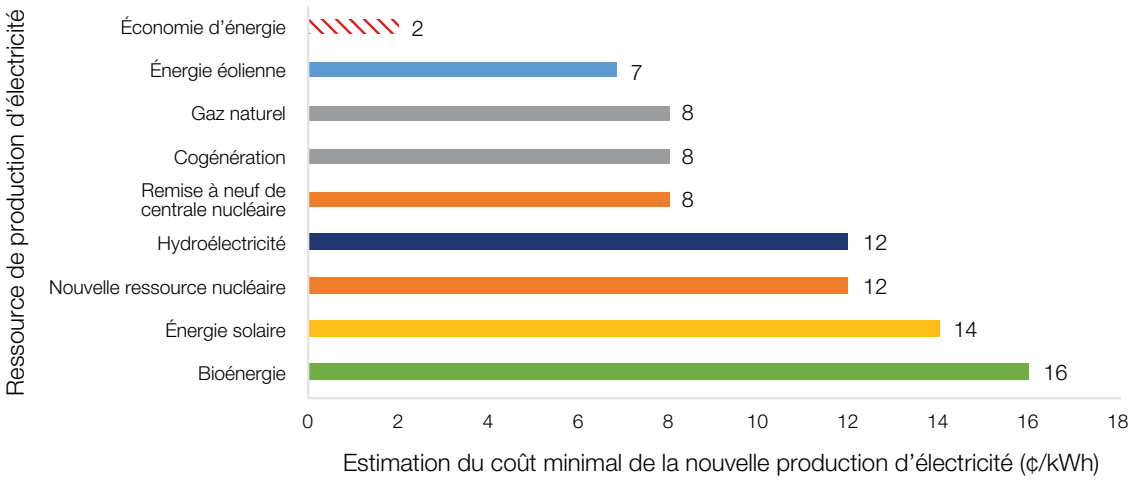


Figure 19.3. Estimation minimale du coût de la nouvelle production d'électricité en Ontario, en ¢/kWh, par source d'énergie, 2016

Source : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 31 janvier 2018.

À l'heure actuelle, la valeur des économies d'énergie est évaluée au moyen de deux critères de rentabilité primaires, soit le coût total de la ressource (CTR) et le coût selon l'administrateur de programme (CAP), lesquels comparent les coûts et les avantages de l'économie d'énergie[14]. La majorité des programmes d'économie d'électricité doivent recevoir un score supérieur à un pour les deux critères afin de s'assurer que les programmes ont des avantages financiers pour les abonnés au service d'électricité de l'Ontario[15].

Les programmes d'économie d'énergie ne sont pas tous d'égale valeur. L'économie d'énergie durant les périodes de grande demande a un effet bien plus important. Les coûts d'exploitation et la capacité de reporter la nouvelle production sont maximisés lorsque les économies d'électricité surviennent dans les heures de grande demande. L'économie d'énergie en période de pointe lorsque la production d'électricité au gaz naturel est en marche apporte des avantages à la province pour ce qui est des finances, de la qualité de l'air et de l'environnement[16]. L'économie d'énergie dans les heures de demande creuse présente, le cas échéant, quelques avantages, surtout lorsque la province réduit les surplus d'électricité (partie Q16).

Les critères d'évaluation de la rentabilité actuellement en place ne reconnaissent pas adéquatement cette différence. Bien qu'ils donnent du crédit pour avoir évité la nouvelle production grâce aux économies d'électricité aux moments où la demande sur le réseau est à son sommet, ils estiment que les coûts d'exploitations évités grâce aux économies d'électricité

L'économie d'énergie en période de pointe lorsque la production d'électricité au gaz naturel est en marche apporte des avantages à la province pour ce qui est des finances, de la qualité de l'air et de l'environnement.

à toute heure ont une valeur quasi identique[17]. L'hypothèse liée aux coûts évités qu'utilise la SIERE pour calculer la rentabilité de la série de programmes d'économie d'énergie de la province est désuète, puisqu'elle date de 2014[18]. Comme la tarification du carbone ne faisait pas partie du système de l'énergie à l'époque, un ajustement de 15 % a été inclus au critère de rentabilité pour tenir compte des avantages comme la réduction des émissions de gaz à effet de serre[19].

La SIERE a récemment informé la CEO que les coûts évités existants et les hypothèses à cet effet seront mis à jour dans le cadre de son processus de revue à mi-parcours. En ce moment, la SIERE travaille à mettre ces hypothèses à jour puisque les conditions d'offre et de demande et la tarification du carbone ne sont pas adéquatement reflétées à l'heure actuelle dans les calculs des coûts évités (voir l'encadré « Incorporer la réduction des émissions de gaz à effet de serre dans le calcul des avantages financiers de l'économie d'énergie »)[20].

Incorporer la réduction des émissions de gaz à effet de serre dans le calcul des avantages financiers de l'économie d'énergie

Dans le Cadre stratégique de priorité à la conservation de l'énergie (PCE) de 2015-2020, un ajustement de 15 % est inclus dans les avantages sociaux de l'économie d'énergie pour l'évaluation des critères de rentabilité afin de prendre en compte les avantages non énergétiques, comme la réduction des émissions des gaz à effet de serre (GES)[21]. Cet ajustement se veut une représentation des avantages environnementaux, économiques et sociaux de l'économie d'énergie, mais il n'est pas très précis. Dans le cadre de son processus de revue à mi-parcours, la SIERE examine cet ajustement[22].

Une nouvelle méthode pour quantifier et donner une valeur à la réduction des émissions de GES issue de l'économie d'énergie sera nécessaire à mesure que la province va de l'avant avec l'électrification dans le cadre de l'atteinte de ses cibles en matière de changement climatique. Deux outils possibles sont présentés ci-dessous. Il semble que la SIERE utilisera une variante de l'option 1, puisqu'elle met à jour la valeur des coûts et des avantages de l'économie d'énergie.

Option 1. Calculer les émissions de GES marginales avec un ajustement pour la tarification du carbone

Comme expliqué précédemment, les programmes d'économie d'énergie devraient mettre l'accent sur la réduction de la consommation durant les périodes de grande demande. C'est à ces moments que l'Ontario fait appel aux centrales de pointe au gaz naturel pour répondre à la demande, ce qui fait augmenter les émissions de GES. Les calculs de la rentabilité donneront une valeur plus précise des programmes d'économie d'énergie en période de grande demande lorsqu'ils comportent un ajustement pour la tarification du carbone[23]. L'ajustement quantifierait les avantages économiques de la réduction des émissions en fonction du type de production d'électricité marginale (laquelle ne serait pas en fonction advenant une économie d'énergie)[24]. L'Atmospheric Fund (TAF) a présenté cette méthodologie en 2017 pour calculer les émissions de carbone selon le facteur d'émissions marginales de l'électricité par rapport à celui des émissions moyennes de l'électricité[25]. L'utilisation du facteur des émissions moyennes tend à surestimer la réduction des émissions dans les heures de faible demande et à les sous-estimer dans les heures de grande demande puisque les économies sont tenues pour identiques peu importe l'heure. Selon l'analyse de TAF, il est essentiel d'adéquatement calculer les émissions de carbone pour déterminer quels programmes d'économie d'énergie sont les plus efficaces dans une optique d'atteinte des objectifs provinciaux en matière de changement climatique.

Pour donner une valeur économique à la réduction des émissions, cette approche nécessite une estimation du coût du carbone (que ce soit à partir d'une estimation du prix courant selon le programme de plafonnement et d'échange ou d'un coût social) qui s'étend sur de nombreuses années à venir, car les mesures d'économie d'énergie généreront des économies pour de nombreuses années après leurs mises en application[26].

Option 2. Calculer à partir de ressources d'énergie substitutive zéro émission

Une autre méthode pour s'assurer que les avantages de la réduction des émissions de GES reçoit une valeur adéquate est de comparer le coût de l'économie d'énergie avec une ressource d'énergie substitutive zéro émission pour tenir compte des cibles provinciales en matière de changement climatique, objectifs qui devraient éliminer le recours à la production d'électricité au gaz naturel. Cette méthode est celle que la Colombie-Britannique a utilisée en 2012. Au lieu de comparer le coût de l'économie d'énergie au coût de la production d'électricité au gaz naturel (lequel était bien moins élevé), la province a comparé le coût de l'économie d'énergie aux ressources de production zéro émission, qui dans ce cas-ci était l'hydroélectricité (une ressource beaucoup plus coûteuse que la production au gaz naturel). Ce changement a fait grimper en flèche la valeur de l'économie d'énergie en plus d'augmenter l'offre de programmes[27]. Pour l'Ontario, les ressources d'énergie substitutive zéro émission à envisager pourraient être le coût de construction et d'exploitation d'une nouvelle centrale nucléaire ou l'ajout de parcs éoliens et solaires.

L'évaluation des critères de rentabilité influence le choix des programmes qui se rendent au marché et sont offerts aux abonnés. Le résultat est que la gamme actuelle de programmes d'économie d'électricité ne réussit pas à cibler l'économie d'énergie durant les heures de grande demande, lorsqu'elle est le plus nécessaire.

La figure 19.4 présente la proportion des économies d'électricité engendrées par les programmes d'économie d'électricité provinciaux durant trois périodes distinctes en été et en hiver (période de pointe, médiane et creuse) et deux périodes en saison intermédiaire (printemps et automne, période médiane et creuse)[28]. Ces périodes de pointe comprennent non seulement les quelques heures annuelles où le réseau est globalement en période de pointe, mais aussi un nombre bien plus grand d'heures où la demande est élevée (p. ex., la période de pointe estivale se situe entre 13 h et 19 h en semaine pour juin, juillet et août).

La gamme actuelle de programmes d'économie d'électricité ne réussit pas à cibler l'économie d'énergie durant les heures de grande demande, lorsqu'elle est le plus nécessaire.

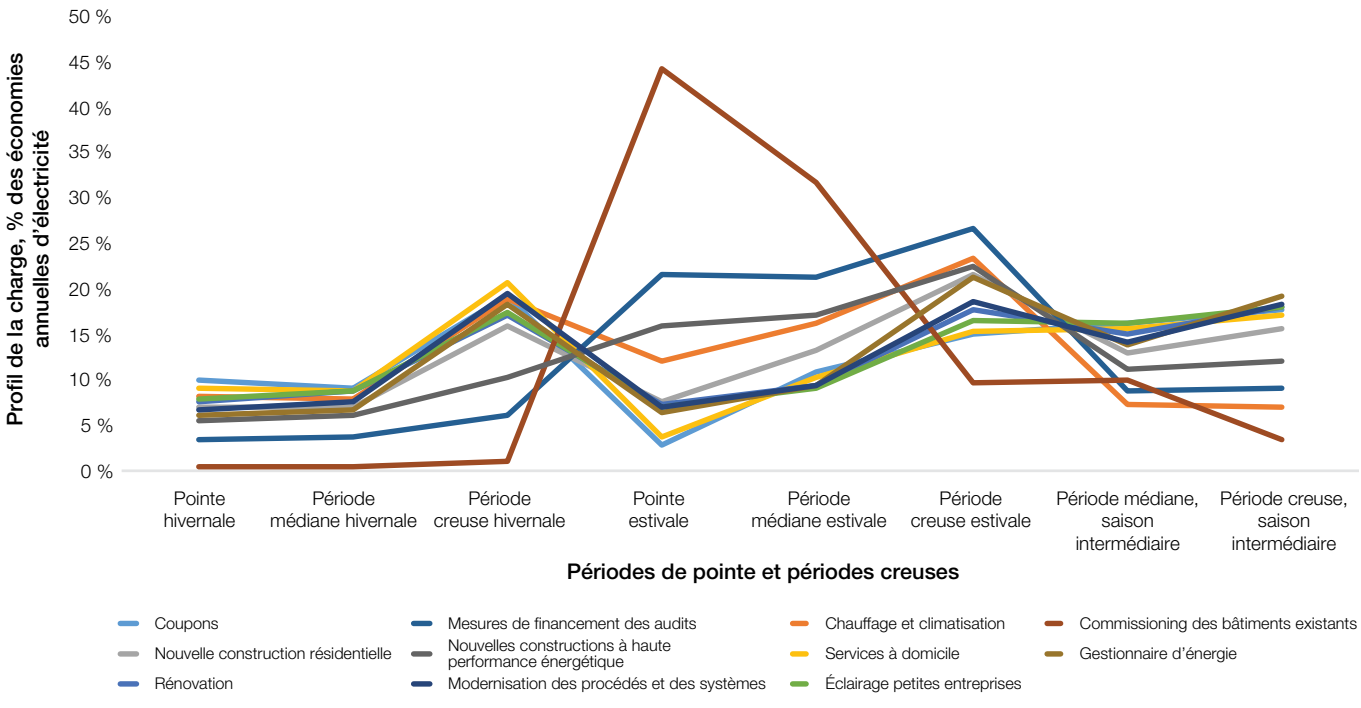


Figure 19.4. Profil de la charge des programmes Économisez l'énergie de 2016 en fonction des périodes de pointes et creuses

Source : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 12 janvier 2018.

Seuls quelques-uns des programmes actuels, comme le programme Mise en service des bâtiments existants d'Économisez l'énergie, les mesures de financement des audits (Audit Funding Initiative) et le programme des nouvelles constructions à haute performance énergétique, présentent une forte proportion d'économies durant les heures de pointe estivales (respectivement 44, 22 et 16 %). La plupart des programmes de la province génèrent des économies d'électricité de façon relativement uniforme toute l'année durant. Cela dit, les programmes d'économie d'énergie devraient être améliorés pour stimuler l'économie d'électricité, principalement durant les heures de grande demande.

Au cours des dix prochaines années, les programmes d'économie d'électricité seront essentiels pour neutraliser l'augmentation de la demande et pour maintenir les coûts et les émissions à un bas niveau.

La valeur de l'économie d'énergie sera encore plus importante dans un avenir fort en électrification

La partie Q15 du présent rapport souligne l'importance pour l'Ontario d'aller de l'avant en matière d'économie d'énergie et d'électrification du transport et du chauffage afin de respecter ses obligations relatives au changement climatique. Au début des années 2020, l'électrification devrait faire augmenter la demande au moment où le surplus de production d'électricité de la province s'effritera en raison de la remise à neuf et de la fermeture des centrales nucléaires et où la production au gaz naturel augmentera (Q17). Au cours des dix prochaines années, les programmes d'économie d'électricité seront essentiels pour neutraliser l'augmentation de la demande et pour maintenir les coûts et les émissions à un bas niveau. L'importance de l'économie d'énergie s'accroîtra plus tard dans la décennie. La plupart des mesures d'économie d'énergie déjà en place économiseront encore de l'électricité en 2030; à ce moment, l'Ontario aura radicalement diminué sa dépendance aux combustibles fossiles.

Le besoin de maintenir la culture d'économie d'énergie

Une autre raison de maintenir les programmes d'économie d'énergie, malgré le surplus d'électricité durant certaines heures en Ontario, tient du fait que la constance est cruciale pour s'assurer que les Ontariens ont suffisamment d'économie d'énergie lorsqu'ils en ont besoin[29].

La province a mis en priorité d'entretenir la culture de l'économie d'énergie, tant pour l'électricité que pour le gaz naturel. L'infrastructure et l'expertise pour offrir des programmes d'économie d'énergie ont été construites sur une dizaine d'années. Les technologies (p. ex., les outils logiciels pour enregistrer et déclarer les économies d'énergie) et les ressources humaines (personnel des programmes d'économie d'énergie incluant les rôles spécialisés, comme les gestionnaires d'énergie et les partenaires intermédiaires formés) prennent des années à mettre sur pied et ne peuvent pas facilement être annulées ou activées et désactivées sans conséquence. C'est tout aussi vrai pour l'éducation de la clientèle en vue de s'assurer que les abonnés connaissent l'existence des programmes d'économie d'énergie.

Par conséquent, les résultats de l'économie d'électricité se sont grandement améliorés depuis 2011, comme l'indique la figure 19.5. Ces résultats découlent vraisemblablement en partie du personnel des programmes qui ont amélioré la compétence et l'efficacité et qui ont développé des relations entre les abonnés et les partenaires intermédiaires au fil du temps, avec des économies qui se sont concrétisées dans les dernières années. Comme point de référence, le coût unitaire de l'offre de programmes d'économie d'énergie était plus faible en 2016 que lors des années précédentes.

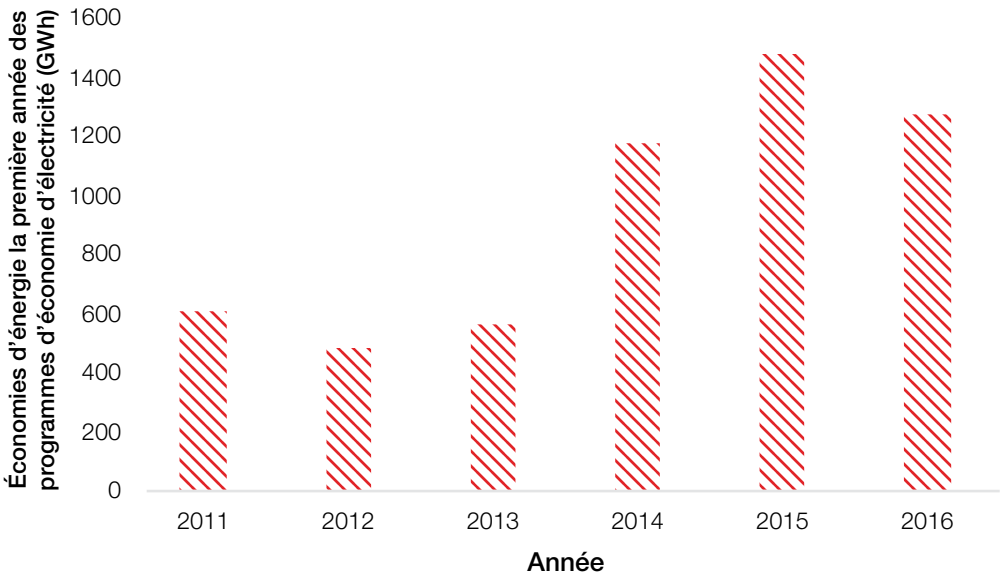


Figure 19.5. Économies d'énergie générées à la première année des programmes d'économie d'électricité, 2011-2016

Source : Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 12 janvier 2018. Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, 2015 Conservation Results Report, Toronto, 2016, p. 8. Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, « 2016 Conservation Results Report », en ligne, [www.ieso.ca/power-data/conservation-overview/conservation-reports] (consulté le 12 mars 2018).

Au fil du temps, les fournisseurs de services se sont aussi améliorés dans leur façon d'offrir des programmes novateurs. Au début de l'année 2017, les ELD avaient proposé ou proposaient 12 programmes locaux ou régionaux d'économie d'énergie et près de 20 projets pilotes d'économie d'énergie[30]. Le Fonds d'économie d'énergie de la SIERE a financé plus de 200 projets énergétiques innovants depuis 2005, dont 5 étaient en vigueur en 2015 et 10 ont été approuvés en 2016[31].

Est-il possible d'économiser davantage d'électricité?

Comme mentionné précédemment, l'Ontario s'est fixé une cible d'économie d'électricité pour réduire sa consommation de 30 TWh d'ici 2032 (soit 20 % de la consommation d'électricité de la province en 2016). Si nous voulons économiser l'énergie davantage, pourrons-nous y arriver?

Les études sur le potentiel atteignable constituent un des moyens d'évaluer à quel point les programmes d'économie d'énergie peuvent faire réduire la consommation d'électricité. Ces études se penchent sur différents éléments tels que :

- l'offre actuelle de programmes d'économie d'énergie;
- le budget actuel du cadre;

- la réaction des abonnés face à ces programmes (taux de participation);
- les incitatifs financiers pour stimuler la participation;
- les données sur le choix des mesures d'efficacité énergétique et les mesures de consommation associées;
- les coûts et les économies pour les secteurs résidentiel, commercial et industriel;
- les activités semblables qui se déroulent dans d'autres territoires.

Ces études produisent tout un éventail de résultats sur l'ampleur du potentiel d'économie d'énergie.

Sans surprise, le potentiel d'économie d'énergie que ses études prédisent dépend lourdement des contraintes imposées au préalable dans le cadre de ces études. Une étude qui établit une limite budgétaire ou nécessite la rentabilité des programmes prédira, d'une certaine manière, un potentiel d'économie d'énergie bien plus petit qu'une étude de tous les programmes techniquement réalisables[32].

En 2016, la SIERE a publié deux études distinctes sur le potentiel d'économie d'énergie à court terme (jusqu'en 2020) et à long terme (jusqu'en 2035). L'étude du potentiel à long terme conclut que les programmes d'économie d'énergie pourraient économiser de 17 TWh (environ 12 % de la consommation d'électricité de l'Ontario en 2016) à 79 TWh (55 % de la consommation en 2016) en fonction des hypothèses utilisées[33]. Le plus petit nombre est fondé sur l'hypothèse du budget et du taux de participation actuels; le nombre le plus élevé estime la concrétisation de 100 % du potentiel technique sans contrainte économique. Un potentiel réaliste se situe fort probablement entre les deux. Par exemple, si 100 % des abonnés ontariens participent à des programmes d'économie d'énergie rentables, la province pourrait économiser 45 TWh[34]. Bien que le fait d'éliminer des contraintes augmente le potentiel de réduction de la consommation d'électricité dans la province au moyen de programmes d'économie d'électricité, il en est de même pour les coûts relatifs à la conception et à l'offre de ces programmes[35].

Dans un avenir fort en électrification, le potentiel réalisable d'économie d'électricité sera plus élevé qu'il ne l'est aujourd'hui. Plus de mesures d'économie d'énergie seront rentables, et il y aura également de nouvelles occasions. Par exemple, la conversion du chauffage des édifices, passant du gaz naturel à l'électricité, devrait s'accompagner de mesures d'économie d'énergie afin d'améliorer l'enveloppe des édifices, comme l'isolation, et de formes de chauffage électrique haute efficacité, comme les thermopompes à l'air ou géothermiques[36]. Dans un contexte d'électrification faible en carbone, l'économie d'électricité sera importante pour limiter les nouvelles charges d'électricité, mais davantage d'analyse sera nécessaire pour déterminer le potentiel d'économie[37].

La SIERE travaillera désormais avec la Commission de l'énergie de l'Ontario sur l'étude de 2019 sur le potentiel atteignable, laquelle intègre le potentiel d'économie d'électricité et de gaz naturel. Cette étude déterminera et quantifiera les économies d'énergie (pour les deux sources d'énergie), la réduction des émissions de GES et les coûts associés pour 2019-2038, ce qui alignerait mieux les études sur le potentiel avec les cibles provinciales en matière de changement climatique. Cette étude devrait être terminée d'ici juin 2019.

La revue à mi-parcours des programmes d'économie d'énergie

La SIERE est sur le point d'achever la revue à mi-parcours de l'actuel cadre stratégique d'économie d'énergie pour 2015-2020. Elle doit présenter sa revue à mi-parcours au ministère de l'Énergie d'ici le 1er juin 2018, laquelle comprendra des recommandations sur la façon d'améliorer le reste du cadre et tout autre cadre subséquent[38].

La revue porte principalement sur les éléments d'exploitation à court terme du cadre qui seront applicables jusqu'en 2020[39]. Voici quelques-uns des principaux sujets de discussions et conclusions importantes ressortant de l'étape de consultation[40] :

- Globalement, les ELD sont sur la bonne voie pour atteindre la cible de 7 TWh.
- Ce cadre a un coût moins élevé et une meilleure rentabilité que le cadre 2011-2014.
- Certaines ELD et régions sont plus performantes que d'autres. Il y a un besoin de déplacer les cibles et les budgets attribués pour veiller à ce que les abonnés continuent d'avoir accès à tous les programmes partout dans la province.
- Parmi les obstacles à l'amélioration des programmes ou du cadre, on trouve notamment la rigidité entourant les relations existantes entre les ELD et la SIERE, et chacun en est en partie responsable.
- Les grands consommateurs recherchent une meilleure flexibilité des programmes pour répondre à leurs besoins individuels.
- Les nouvelles politiques, comme le Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables et le Plan d'action contre le changement climatique, auront des répercussions sur le cadre d'économie d'énergie[41].

Commentaires de la CEO

L'économie d'énergie demeure profitable pour les consommateurs d'électricité ontariens et elle deviendra de plus en plus importante à mesure que l'Ontario augmente l'électrification pour respecter ses obligations climatiques. Il est toutefois inutile et inefficace d'encourager l'économie d'énergie à toute heure comme si la valeur était la même toute la journée durant.

RECOMMANDATION : Les programmes d'économie d'énergie des services publics de l'Ontario devraient viser principalement à réduire la consommation d'électricité durant les heures de grande demande, lorsqu'ils peuvent directement ou indirectement réduire le recours à la production d'électricité au gaz naturel.

La CEO propose également les paramètres suivants à prendre en compte tandis que la province et la SIERE revoient le cadre existant et amorcent le travail du cadre d'économie d'énergie pour l'après-2020 :

- Le cadre d'économie d'énergie actuel a généralement été une réussite, et les ELD de la province sont en bonne posture pour atteindre la cible d'économie actuelle de 7 TWh d'ici la fin de 2020[42]. Les changements effectués qui entreront en vigueur avant 2020 devraient être examinés en profondeur afin d'éviter de nuire au cadre actuel et à l'offre des programmes existants, y compris aux projets d'économie d'énergie déjà en préparation.
- L'élaboration d'un nouveau cadre pour l'après-2020 devrait commencer dès maintenant afin d'éviter un vide entre les cadres et de s'assurer que les abonnés continuent d'avoir accès aux programmes d'économie d'énergie.
- L'évaluation des critères de rentabilité doit être mise à jour pour donner une valeur adéquate à la réduction des émissions de gaz à effet de serre et pour refléter la valeur de l'économie d'énergie dans un avenir où la demande d'électricité devra augmenter.

- La coordination de l'économie d'énergie entre les fournisseurs de gaz naturel et d'électricité a toujours été difficile, et le lancement du Fonds pour un Ontario vert (Ontariovert) afin d'offrir des programmes financés par le programme de plafonnement et d'échange (qui doivent réduire les émissions de gaz à effet de serre) ajoute un autre intervenant. Il y a des risques de doublement des ressources, de confusion des abonnés et d'une attribution ambiguë des résultats. L'Ontario devrait clarifier qui est le meilleur agent d'exécution pour les programmes d'économie d'énergie, idéalement avec l'objectif d'intégrer le gaz naturel, l'électricité et les cibles climatiques dans un seul cadre réglementaire qui met l'accent sur l'amélioration de l'expérience des abonnés.
- Le secteur privé pourrait aussi avoir un plus grand rôle en matière d'économie d'énergie, lequel pourrait inclure la participation au projet de renouvellement du marché (partie Q17) et la diminution du coût d'acquisition des économies d'énergie.

Notes de fin de chapitre

1. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, 2016 Conservation Results Report, Toronto, janvier 2018, p. 11.
2. Pour obtenir de plus amples renseignements sur les progrès du programme de plafonnement et d'échange en Ontario, consulter : COMMISSAIRE À L'ENVIRONNEMENT DE L'ONTARIO, Loi sur le climat de l'Ontario : Du plan aux progrès, Rapport annuel sur les progrès liés aux gaz à effet de serre de 2017, Toronto, janvier 2018.
3. Pour obtenir la répartition des dépenses par type pour l'économie d'électricité en 2015, consulter : COMMISSAIRE À L'ENVIRONNEMENT DE L'ONTARIO, Chaque joule est précieux : Revue annuelle de la consommation énergétique et de l'économie d'énergie en Ontario, Rapport annuel sur les progrès liés à l'économie d'énergie de 2016-2017, Toronto, août 2017, p. 97.
4. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 12 janvier 2018.
5. COMMISSAIRE À L'ENVIRONNEMENT DE L'ONTARIO, Chaque joule est précieux : Revue annuelle de la consommation énergétique et de l'économie d'énergie en Ontario, Rapport annuel sur les progrès liés à l'économie d'énergie de 2016-2017, Toronto, août 2017, p. 96.
6. Il y a également une cible distincte de 1,7 TWh à atteindre d'ici 2020, et un budget associé, pour un programme d'économie d'énergie (Programme d'accélération pour le secteur industriel) offert aux plus grands consommateurs de la SIERE raccordés au réseau de transport. (SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, « Industrial Accelerator Program », en ligne, [www.ieso.ca/sector-participants/energy-efficiency-for-large-consumers/industrial-accelerator-program] (consulté le 12 mars 2018).)
7. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, « Conservation Reports: Annual Conservation Results for 2016 », en ligne, [www.ieso.ca/power-data/conservation-overview/conservation-reports] (consulté le 12 mars 2018). Rencontre du comité consultatif des intervenants de la SIERE tenue en février 2018 : En date du 15 janvier 2018, les résultats préliminaires indiquent que la province a atteint 3,85 TWh de sa cible de 7 TWh.
8. MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE, Plan énergétique à long terme de 2017 de l'Ontario : Garantir l'équité et le choix, Imprimeur de la Reine pour l'Ontario, Toronto, 2017, p. 41.
9. DNV-GL, IESO Non-Energy Impacts: 2016 Results and Next Steps, le 19 octobre 2017, diapo 29, en ligne, [www.ieso.ca/-/media/files/ieso/document-library/engage/cf/cf-20171019-nei-results.pdf?la=en] (consulté le 12 mars 2018).
10. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, « Home Assistance Program and Green Ontario Fund Direction from Minister », en ligne, [www.ieso.ca/en/sector-participants/conservation-delivery-and-tools/conservation-e-blasts/2017/08/home-assistance-program-and-green-ontario-fund-direction-from-minister] (consulté le 12 mars 2018).
11. HYDRO ONE, « First Nations Conservation Program », en ligne, [www.hydroone.com/saving-money-and-energy/residential/first-nations-conservation-program] (consulté le 12 mars 2018). Le programme d'Hydro One a remplacé le programme d'économie d'énergie pour les Autochtones de l'Office de l'électricité de l'Ontario après 2015. Parmi les 3 400 participants d'Hydro One, 3 000 provenaient du programme précédent. (MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 13 mars 2018.)
12. Les données pour 2017 se terminent le 30 novembre. (SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 31 janvier 2018.)
13. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 31 janvier 2018.
14. Les coûts de l'économie d'énergie se composent des coûts administration, des mesures incitatives pour les abonnés ou des coûts supplémentaires des technologies écoénergétiques, en fonction du critère en particulier. Les programmes provinciaux, régionaux et locaux de l'Ontario doivent réussir l'évaluation du critère du coût total de la ressource (CTR) et celui du coût selon l'administrateur de programme (CAP) avant d'être offerts (à l'exception des programmes destinés aux abonnés à faible revenu et aux communautés des Premières Nations). La SIERE définit le coût total de la ressource comme les coûts engagés pour concevoir et offrir les programmes et les coûts aux abonnés en plus des coûts d'électricité et d'autres coûts de ressource inhérents à l'offre d'électricité (production, transport, gaz naturel, etc.). Le critère du coût selon l'administrateur de programme, quant à lui, sert à comparer les coûts engagés par l'administrateur du programme pour créer et offrir le programme avec les coûts évités inhérents à l'offre d'électricité. (SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, Conservation and Demand Management Energy Efficiency Cost Effectiveness Guide, Toronto, mars 2015, p. 10 et 12.)
15. Les programmes d'économie d'énergie pour les abonnés autochtones ou à faible revenu n'ont pas besoin d'être rentables. Les projets pilotes d'économie d'énergie et de gestion de la demande n'ont pas à être rentables.
16. COMMISSAIRE À L'ENVIRONNEMENT DE L'ONTARIO, Économie d'énergie : Passons aux choses sérieuses, Rapport sur les progrès liés à l'économie d'énergie de 2015-2016, Toronto, mai 2016, p. 122.
17. Les plus récentes valeurs des coûts évités de la SIERE datent d'il y a plusieurs années et sont très semblables à celles des coûts d'énergie évités pour les huit périodes de consommation. (SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, Evaluation, Measurement and Verification Protocols and Requirements, Toronto, 2014, p. 58.) Ces coûts évités sont le résultat d'une analyse de planification de la SIERE qui compare le coût horaire de l'offre du réseau avec et sans économie d'énergie. Par contre, ils ne semblent pas refléter le fait que le coût marginal de l'électricité lors de bien des heures de demande creuse est actuellement presque nul. Une possibilité est que les huit périodes choisies en fonction de l'heure de consommation ne s'alignent pas très bien avec la répartition des heures où le gaz est marginal par rapport aux ressources de bases comme le nucléaire ou les sources d'énergie renouvelable.

18. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, Ontario Planning Outlook, Module 3: Conservation Outlook, août 2016, diapo 16.

19. Pour obtenir de plus amples renseignements, voir : COMMISSAIRE À L'ENVIRONNEMENT DE L'ONTARIO, Chaque joule est précieux : Revue annuelle de la consommation énergétique et de l'économie d'énergie en Ontario, Rapport annuel sur les progrès liés à l'économie d'énergie de 2016-2017, volume deux, août 2017, p. 98.

20. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 31 janvier 2018.

21. MINISTRE DE L'ÉNERGIE, Re: Amending March 31, 2014 Direction Regarding 2015-2020 Conservation First Framework, Directive du ministre à l'intention de l'Office de l'énergie de l'Ontario, le 23 octobre 2014.

22. Dans le cadre de cette revue, la SIERE a retenu les services d'un consultant qui a entrepris une revue interterritoriale de divers ajustements utilisés pour prendre en compte les avantages sociaux non énergétiques. L'étude du consultant arrive à la conclusion que l'ajustement de 15 % est sans doute trop modeste puisque la valeur de la réduction des émissions de GES à elle seule pourrait être de 15 %. (DNV-GL, IESO Non-Energy Impacts: 2016 Results and Next Steps, le 19 octobre 2017, diapo 18, en ligne, [www.ieso.ca/-/media/files/ieso/document-library/engage/cf/cf-20171019-nei-results.pdf?la=en] (consulté le 13 mars 2018). Le prix du carbone proposé de 43 $ repose sur une estimation du coût social du charbon selon le ministère de l'Environnement et de l'Action en matière de changement climatique, estimation que la SIERE étudie puisque les données sur la rentabilité sont actuellement soumises à une revue à mi-parcours. (SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, renseignements remis à la CEO en réponse à sa demande, le 1er décembre 2017 et le 12 janvier 2018.)

23. Seules la production d'électricité au gaz naturel et les importations ajoutent un coût en carbone depuis la mise en place du programme de plafonnement et d'échange.

24. Le choix du prix du carbone à utiliser constitue un défi méthodologique étant donné que les économies perdureront durant des années.

25. THE ATMOSPHERIC FUND, A Clearer View of Ontario's Emissions: Practical Guidelines for electricity emissions factors, Toronto, juillet 2017, p. 11.

26. Pour obtenir de plus amples renseignements sur la façon de calculer le coût social du carbone, consulter : COMMISSAIRE À L'ENVIRONNEMENT DE L'ONTARIO, Loi sur le climat de l'Ontario : Du plan aux progrès, Rapport annuel sur les progrès liés aux gaz à effet de serre de 2017, Toronto, janvier 2018, p. 230 et 253.

27. MUNCASTER, K., et coll., Adventures in Tweaking the TRC: Experiences from British Columbia, American Council for an Energy-Efficient Economy, 2012, p. 4-5. ELECTRICITY AND ALTERNATIVE ENERGY DIVISION, Electricity and Alternative Energy Division, Guide to the Demand-side Measures Regulation, BC Ministry of Energy and Mines, juillet 2014, p. 7.

28. Le protocole d'évaluation, de mesure et de vérification de la SIERE calcule les heures de pointe différemment de la fourchette de demande de pointe en fonction de l'heure de consommation de la Commission de l'énergie de l'Ontario. Les fourchettes estivales et hivernales de demande de pointe pour 2015-2020 sont illustrées ci-dessous.

	Heures	Mois
ÉTÉ (semaine)	13 h – 19 h*	Juin
		Juillet
		Août
HIVER (semaine)	18 h – 20 h	Janvier
		Février
		Mars

(SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, Evaluation, Measurement and Verification Protocols and Requirements, Toronto, 2014, p. 84.)

29. COMMISSAIRE À L'ENVIRONNEMENT DE L'ONTARIO, Économie d'énergie : Passons aux choses sérieuses, Rapport sur les progrès liés à l'économie d'énergie de 2015-2016, Toronto, mai 2016, p. 123.

30. Pour obtenir une liste exhaustive des programmes locaux ou régionaux et des projets pilotes, voir : COMMISSAIRE À L'ENVIRONNEMENT DE L'ONTARIO, Chaque joule est précieux : Revue annuelle de la consommation énergétique et de l'économie d'énergie en Ontario, Rapport annuel sur les progrès liés à l'économie d'énergie de 2016-2017, volume deux, Toronto, août 2017, p. 104-105.

31. Ibid., p. 106-107.

32. Pour en apprendre davantage sur les calculs de rentabilité actuels, consulter : Ibid., p. 98.

33. Économies et coûts d'acquisition nets des scénarios de l'économie d'énergie potentielle

Scénarios de l'économie d'énergie potentielle	Économies nettes des programmes, 2015-2035 (TWh)	Coût d'acquisition ($/MWh)
Potentiel réalisable (selon les paramètres existants, avec contraintes budgétaires)	17,81	308
Potentiel réalisable (selon les paramètres existants, sans contraintes budgétaires)	17,91	309
Potentiel réalisable du marché (100 % des coûts des programmes supplémentaires sont couverts)	29,05	515
Potentiel économique (participation de 100 % des abonnés à tous les programmes rentables)	45,57	599
Potentiel technique (toutes les mesures d'économie d'énergie techniquement réalisables)	78,58	18 347

L'étude sur le potentiel atteignable n'inclut pas le potentiel de production d'électricité hors réseau; cette mesure a été calculée dans une autre étude.

Source : NEXANT, Achievable Potential Study: Long Term Analysis, Toronto, novembre 2016, p. 61 et 81.

34. Ibid.

35. Ibid.

36. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, Ontario Planning Outlook, Module 3: Conservation Outlook, août 2016, diapo 21.

37. Ibid., diapo 22.

38. La CEO a pris part aux idées dans ce processus en tant qu'observatrice au sein du groupe de travail de la SIERE.

Voici certains des principaux sujets :

- la cible d'économie d'énergie globale et individuelle, laquelle inclut les résultats de l'étude de 2016 sur le potentiel atteignable abordé précédemment dans la présente partie (il est important de remarquer que l'entente actuelle sur l'économie d'énergie indique que la cible ne peut dépasser la cible actuelle de 7 TWh);
- les budgets globaux et particuliers des ELD;
- l'échange de budgets et de cibles au besoin (la SIERE a déjà reçu la directive de déplacer le financement et les cibles du Programme d'accélération pour le secteur industriel vers la cible provinciale des ELD);
- le rendement individuel des programmes;
- les leçons retenues sur le recouvrement des coûts et les mécanismes d'incitatifs à la performance, y compris le calcul des incitatifs à mi-parcours pour les ELD admissibles;
- l'alignement avec le Plan d'action contre le changement climatique.

39. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, Discussion Draft: Conservation Framework Mid-Term Review, le 3 janvier 2018, en ligne, [www.ieso.ca/-/media/files/ieso/document-library/engage/cf/cf-20180109-presentation-revised.pdf?la=en&hash=91295B03E1014981FBB0CB544E0ED2DEB73F9ED3] (consulté le 14 mars 2018).

40. MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE, « Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables », gouvernement de l'Ontario, en ligne, [www.ontario.ca/fr/page/plan-ontarien-pour-des-frais-electricite-equitables] (consulté le 14 mars 2018). MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT ET DE L'ACTION EN MATIÈRE DE CHANGEMENT CLIMATIQUE, « Plan d'action contre le changement climatique », gouvernement de l'Ontario, en ligne, [www.ontario.ca/fr/page/plan-daction-contre-changement-climatique] (consulté le 14 mars 2018).

41. SOCIÉTÉ INDÉPENDANTE D'EXPLOITATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ, 2016 Conservation Results Report, Toronto, janvier 2018, p. 1.

Remerciements

La commissaire à l'environnement n'aurait pu produire le présent rapport sur l'économie d'énergie sans l'aide précieuse et les commentaires pertinents de nombreuses personnes et nombreux organismes, dont certains sont mentionnés dans la liste ci-dessous. Cependant, le rapport représente l'opinion de la CEO seulement et ne signifie aucunement que les personnes et organismes qui y ont participé souscrivent aux mêmes idées.

Agences, ministères et autorités législatives de l'Ontario

Tribunal de l'environnement; Bureau de la responsabilité financière de l'Ontario; Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité; ministère de l'Énergie; ministère de l'Environnement et de l'Action en matière de changement climatique; ministère de la Santé et des Soins de longue durée; ministère des Richesses naturelles et des Forêts; Commission de l'énergie de l'Ontario; Office ontarien de financement; Ontario Power Generation; Association pour la santé publique de l'Ontario.

Organismes

AMP Energy; Association canadienne des médecins pour l'environnement; Association des industries solaires du Canada; Fondation David Suzuki; Electricity Distributors Association; Enbridge Gas Distribution; Festival Hydro; FleetCarma; Grasshopper Solar; Greenpeace Canada; Agence internationale pour les énergies renouvelables; MaRs Advanced Energy Center; Northland Power; Société de gestion des déchets nucléaires; Ontario Clean Air Alliance; Association pour la santé publique de l'Ontario; Ontario Society of Professional Engineers; Pembina Institute; Toronto Hydro, Bureau de santé publique de Toronto.

Personnes

Professeure Christine Hoicka; Stephen LeClair; professeur Warren Mabee; Ken Ogilvie.

Sigles

AGER	Programme d'approvisionnement de grands projets d'énergie renouvelable
APER	autorisation de projet d'énergie renouvelable
BRF	Bureau de la responsabilité financière de l'Ontario
CAS	Cote air santé
CCSN	Commission canadienne de sûreté nucléaire
CEO	Commissaire à l'environnement de l'Ontario
Commission	Commission de l'énergie de l'Ontario
CTR	coût total des ressources
CUME	coût unitaire moyen de l'énergie
EDA	Electricity Distributors Association
EE	évaluation environnementale
ELD	entreprises locales de distribution
éq.-CO_2	équivalent-dioxyde de carbone
g	gramme
GDE	gestion de la demande et de l'économie d'énergie
GES	gaz à effet de serre
Hg	mercure
IQA	Indice de la qualité de l'air
kg	kilogramme
LEV	Loi de 2009 sur l'énergie verte
MEACC	ministère de l'Environnement et de l'Action en matière de changement climatique
MRNF	ministère des Richesses naturelles et des Forêts
Mt	mégatonne (un million de tonnes métriques)
NO_x	oxydes d'azote
O_3	ozone
OEO	Office de l'électricité de l'Ontario
ONE	Office national de l'énergie
OPG	Ontario Power Generation
PBE	production de base excédentaire
PEA	producteur d'électricité autonome
PELT	Plan énergétique à long terme
PHEO	prix horaire de l'énergie en Ontario
$PM_{2,5}$	particules fines (<2,5 µm)
POSER	Programme d'offre standard en matière d'énergie renouvelable
PRP	potentiel de réchauffement planétaire
RD	réponse à la demande
RG	rajustement global
RGGI	Regional Greenhouse Gas Initiative
SIERE	Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité
SO_x	oxydes de soufre
TE	Tribunal de l'environnement
TRG	tarif de rachat garanti
VE	véhicule électrique

Puissance

kW	kilowatt (1 000 watts)
MW	mégawatt (1 000 000 watts)
GW	gigawatt (1 000 000 000 watts)
TW	térawatt (1 000 000 000 000 watts)

Énergie

kWh	kilowattheures (1 000 wattheures)
MWh	mégawattheure (1 000 000 wattheures)
GWh	gigawattheure (1 000 000 000 wattheures)
TWh	térawattheure (1 000 000 000 000 wattheures)

ISSN 1923-2276 (Imprimé) | ISSN 1923-2284 (En ligne)

Commissaire à
l'environnement
de l'Ontario

1075, rue Bay, bureau 605, Toronto, Ontario M5S 2B1
Tél. : 416 325-3377 Téléc. : 416 325-3370 1 800 701-6454
www.eco.on.ca

Available in English