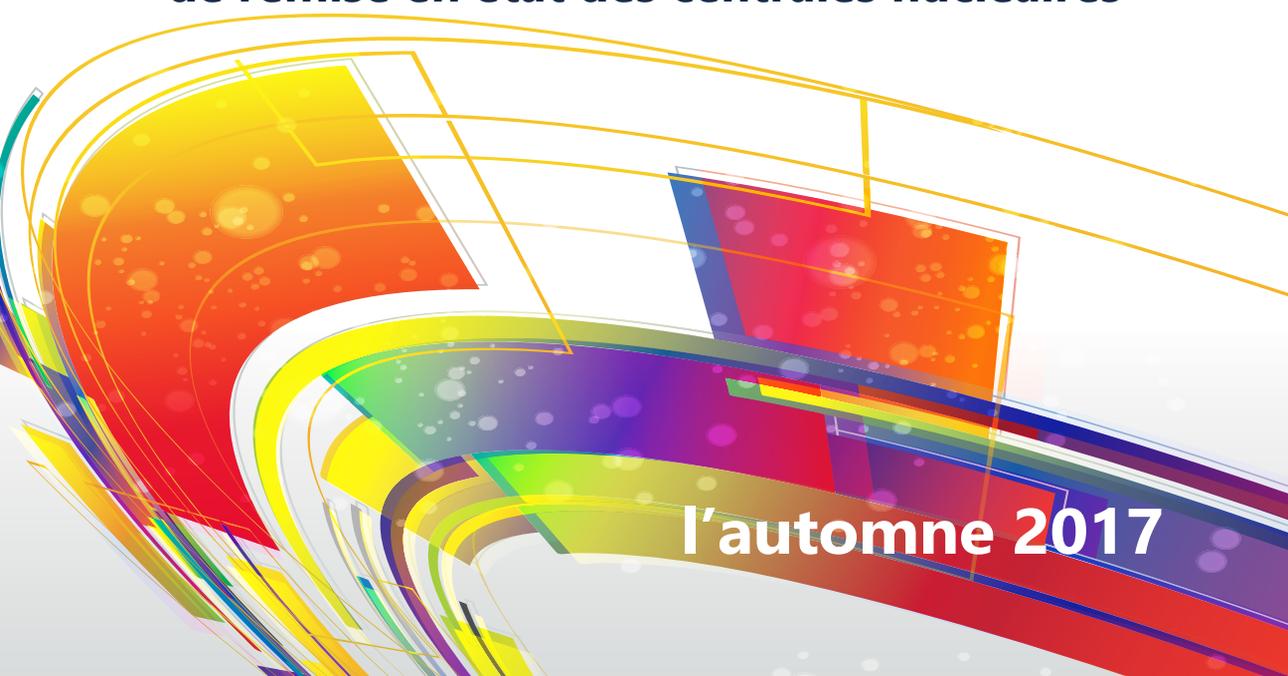


Remise en état des centrales nucléaires

**Évaluation des risques financiers du Plan
de remise en état des centrales nucléaires**



l'automne 2017

À propos du présent document

Établi en vertu de la *Loi de 2013 sur le directeur de la responsabilité financière*, le Bureau de la responsabilité financière (BRF) a pour mandat de fournir une analyse indépendante de la situation financière de la province, des tendances de l'économie provinciale et de toute autre question relevant de l'Assemblée législative de l'Ontario.

Le BRF réalise des analyses indépendantes à l'initiative du directeur de la responsabilité financière. En réponse aux demandes des députés et des comités de l'Assemblée, le directeur doit aussi estimer les coûts ou avantages financiers pour la province de tout projet de loi ou de toute proposition relevant de la législature.

Le présent rapport a été préparé par le directeur de la responsabilité financière. Pour se conformer au mandat du BRF, soit fournir à l'Assemblée législative de l'Ontario des analyses financières et économiques indépendantes, le rapport ne présente pas de recommandations.

L'analyse a été préparée par Matthew Gurnham sous la supervision de Peter Harrison et Jeffrey Novak.

Le présent rapport a été examiné par un réviseur externe. En apportant ainsi son aide, ce réviseur n'engageait aucunement sa responsabilité envers le produit final; cette responsabilité repose entièrement sur le BRF.



2 Rue Bloor Ouest, Bureau 900
Toronto, Ontario M4W 3E2

416-644-0702
fao-on.org
info@fao-on.org



© Imprimeur de la Reine pour l'Ontario, 2017
ISBN 978-1-4868-0925-7 (Imprimé)
ISBN 978-1-4868-0918-9 (En ligne)

Le présent document est aussi disponible dans un format accessible et en version PDF téléchargeable sur fao-on.org.

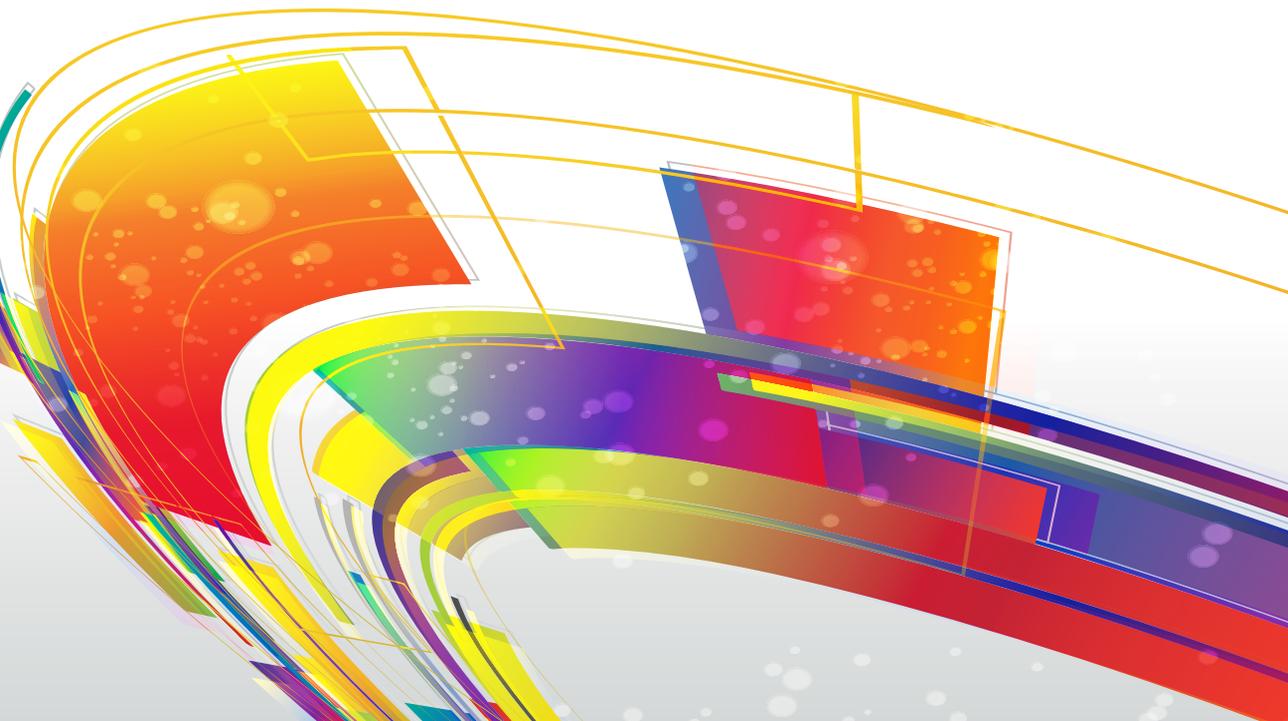
Crédit photo : © Can Stock Photo Inc. / cobalt88

TABLE DES MATIÈRES

1. Points essentiels	1
2. Résumé	5
3. Introduction	19
4. Scénario de référence du Plan de remise en état des centrales nucléaires	23
Projections relatives aux usagers	23
Retombées financières du scénario de référence	27
5. Risques inhérents au scénario de référence du Plan de remise en état des centrales nucléaires	31
Risque lié aux coûts de remise en état	31
Risque lié au rendement des centrales	39
Risque lié à la demande	40
Risque lié au coût d'option	44
6. Conclusion	47
7. Annexes	51
A: Calendrier d'ensemble du Plan de remise en état des centrales nucléaires	51
B: Détails de la fixation des prix	54
C: Autres formes de production	58
D: Production du présent rapport	66

Tableau des sigles

Sigle	Terme
BRF	Bureau du directeur de la responsabilité financière
BTU	unité thermique britannique (<i>British Thermal Unit</i>)
CANDU	CANada Deutérium Uranium
CEO	Commission de l'énergie de l'Ontario
CNB	centrale nucléaire de Bruce
CND	centrale nucléaire de Darlington
CNP	centrale nucléaire de Pickering
CUME	coût unitaire moyen de l'énergie
KWh	kilowattheure
MW	mégawatt
MWh	mégawattheure
OPG	Ontario Power Generation
PBE	production de base excédentaire
SIERE	Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité
TGCC	turbine à gaz à cycle combiné
THEO	tarif horaire de l'énergie en Ontario
TW	térawatt
TWh	térawattheure



1

POINTS ESSENTIELS

- Le gouvernement de l'Ontario (la « province ») a décidé de remettre en état dix réacteurs des centrales nucléaires de Bruce (CNB) et de Darlington (CND), ainsi que de prolonger la durée de vie de la centrale nucléaire de Pickering (CNP) (collectivement, le « Plan de remise en état des centrales nucléaires », ou le « Plan »). Les travaux de remise en état doivent s'étendre de 2016 à 2033; le coût total en capital du projet est estimé à 25 milliards de dollars de 2017.
- L'objet du présent rapport est d'examiner l'incidence du Plan de remise en état des centrales nucléaires sur les usagers du réseau et la province, et de déterminer comment le risque financier est réparti entre les usagers, la province, Ontario Power Generation (OPG) et Bruce Power.
- Si le Plan est mis en œuvre comme prévu :
 - Le BRF estime qu'il mènera à une production nucléaire qui répondra à une proportion considérable de la demande en électricité en Ontario de 2016 à 2064, à un prix moyen de 80,7 \$/MWh en dollars de 2017. (À titre de référence, le prix du nucléaire en 2017 est de 69 \$/MWh, et le prix que paient la plupart des usagers résidentiels et des petites entreprises pour leur électricité est de 114,9 \$/MWh.)
 - Le prix du nucléaire devrait dépasser sa moyenne de 80,7 \$/MWh pour l'essentiel de la durée des travaux de remise en état des réacteurs, de 2016 à 2033. Au terme des travaux, les usagers auront droit à un prix du nucléaire plus bas que la moyenne.
 - Globalement, malgré une hausse à court terme du prix du nucléaire, le Plan devrait offrir aux usagers un approvisionnement à long terme en électricité relativement abordable et non polluant.

- OPG dégagera un rendement de l'exploitation de la CND et de la CNP, et la société appartenant à la province, ce rendement viendra améliorer la situation financière de cette dernière. La remise en état des réacteurs de la CNB n'aura cependant pas d'effet notable sur les finances de la province, car l'exploitant, Bruce Power, est une organisation du secteur privé.

Analyse des risques. Le BRF a analysé la répartition entre les usagers et la province de quatre grands risques financiers inhérents au Plan de remise en état des centrales nucléaires.

- **Coûts de remise en état :** Il est possible que les coûts de réfection des réacteurs soient plus ou moins élevés que prévu.
 - Ce sont les usagers qui assument le risque de l'augmentation des coûts pour les réacteurs de la CNB jusqu'à 12 mois avant le début des travaux, après quoi celui-ci est transféré à Bruce Power.
 - Les usagers assument le risque de l'augmentation des coûts engagés de manière prudente (de l'avis de la Commission de l'énergie de l'Ontario) par OPG, mais ils profitent aussi de toute économie. La province, elle, assume le risque de toute augmentation des coûts qui n'auraient pas été engagés de manière prudente par OPG.
 - Le BRF estime qu'une augmentation de 30 % des coûts de remise en état pour l'ensemble des réacteurs des CNB et CND ferait grimper le prix moyen du nucléaire de 5,4 %; et une augmentation de 50 %, de 8,9 %.
 - Pour réduire le risque de dépassement de coûts, la province s'est dotée de « portes de sortie » : des clauses par lesquelles elle peut annuler les projets de remise en état. Le BRF estime toutefois qu'étant donné les économies d'échelle caractéristiques du nucléaire et le coût actuel des autres formes d'énergie à faibles émissions, les usagers n'ont pas tant intérêt à ce que la province arrête les travaux en raison d'une augmentation des coûts de remise en état.
- **Rendement des centrales :** Il est possible que les coûts d'exploitation des réacteurs soient plus ou moins élevés que prévu.
 - Le contrat entre Bruce Power et la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE) attribue à Bruce Power la majeure partie des risques relatifs au rendement de la CNB. Quant aux usagers, ils touchent 50 % des économies réalisées dans son exploitation.

- La province (par l'intermédiaire d'OPG) et les usagers acceptent ensemble tous les risques et les bénéfices découlant de l'augmentation ou de la réduction des coûts de fonctionnement de la CNP et de la CND. L'encadrement par la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) est la principale protection des usagers contre l'augmentation des coûts d'exploitation d'OPG. Le prix du nucléaire d'OPG est fixé tous les cinq ans par la CEO à l'issue d'un processus réglementaire public, après quoi la majorité du risque lié au rendement des centrales passe à la province.

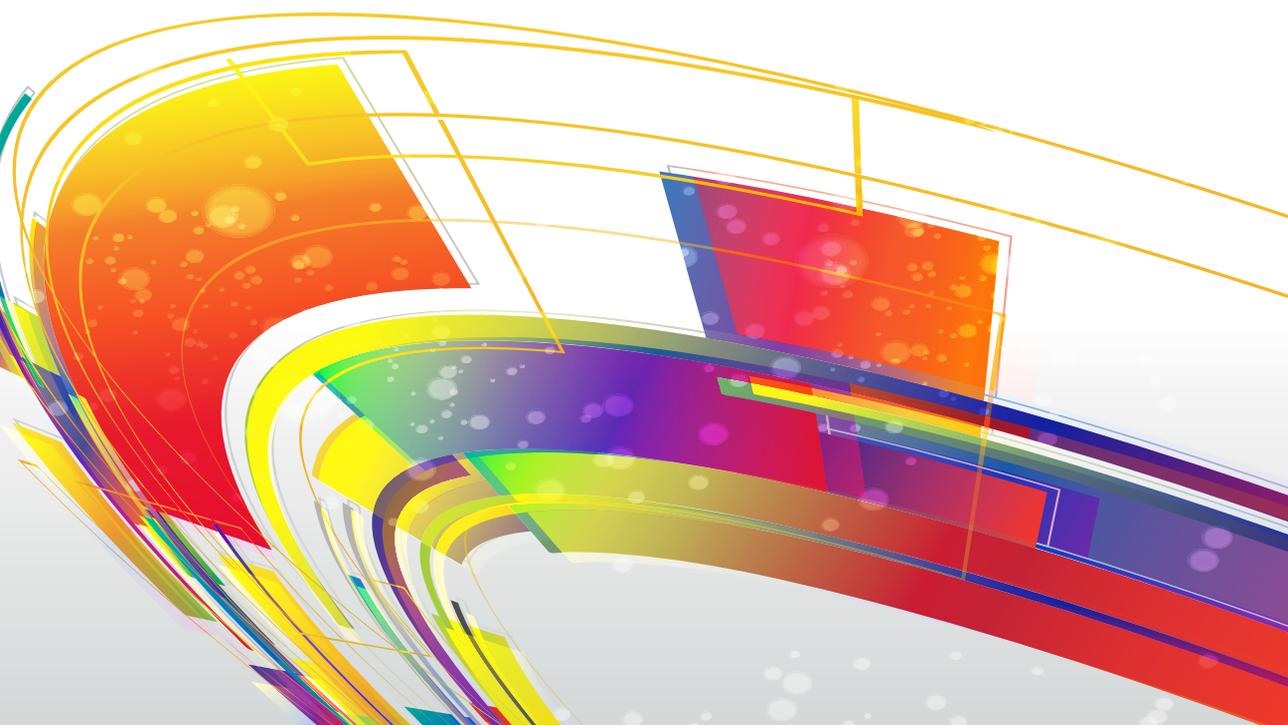
Les deux autres risques financiers se rapportent à la conjoncture du marché. Le Plan de remise en état des centrales nucléaires nécessite un investissement de 25 G\$, et ses projections de tarifs supposent une répartition des coûts sur une grande quantité d'électricité produite sur une longue période. Ainsi, il n'est pas toujours économique de réduire la production ou d'arrêter un réacteur parce que la conjoncture est défavorable.

Demande : Il se pourrait que la demande en électricité sur le réseau soit insuffisante pour nécessiter l'apport du nucléaire, auquel cas la province pourrait être forcée de brider sa production nucléaire, d'exporter l'électricité à bas prix ou à perte, ou encore de fermer définitivement un ou plusieurs réacteurs.

- Les usagers assument le risque que la production nucléaire soit réduite ou exportée à des prix bas ou négatifs en raison d'une demande d'électricité trop faible sur le marché, ainsi que le risque que le prix du nucléaire monte si un réacteur doit être arrêté.
 - La province assume le risque que le bénéfice net d'OPG baisse en cas d'arrêt d'un réacteur de la CND.
 - Le BRF a relevé des facteurs, tant du côté de l'offre que de la demande, qui pourraient atténuer le risque relatif à la demande, notamment : une électrification accrue dans le cadre du *Plan d'action contre le changement climatique* provincial; des actions visant à aplanir les fluctuations de la demande; la fermeture planifiée de la CNP d'ici 2024; et la mise à l'arrêt graduelle des réacteurs de la CNB et de la CND à partir de 2043.
- **Coût d'option :** Il est possible que, parce qu'elle se sera engagée dans le projet de remise en état des centrales nucléaires, la province ne puisse se prévaloir d'autres sources d'énergie propres et capables de desservir l'ensemble du réseau à moindre coût.
 - Les usagers assument le risque que de ne pas pouvoir profiter, ou pas autant (advenant la mise hors service d'une unité), d'autres formes de

production plus abordables.

- La province assume le risque que le bénéfice net d'OPG baisse en cas d'arrêt d'un réacteur de la CND.
- Pour le moment, il n'existe aucun portefeuille de production permettant d'égaliser la production de base d'électricité du Plan de remise en état des centrales nucléaires, à un coût et à des émissions aussi faibles. Dans la mesure où de nouvelles sources d'énergie émergent au cours de la durée du Plan, le risque lié au coût d'option sera en quelque sorte atténué par les clauses d'annulation pour motifs économiques (portes de sortie) prévues au contrat de Bruce Power, et par le pouvoir de la province de mettre fin à la remise en état d'un réacteur de la CND.



2

RÉSUMÉ

Le gouvernement de l'Ontario (la « province ») a décidé de garantir sa capacité à produire de l'énergie à long terme en remettant à neuf dix réacteurs des centrales nucléaires de Bruce et de Darlington, et en prolongeant la vie utile de la centrale nucléaire de Pickering. Le BRF désigne conjointement les trois éléments suivants comme le Plan de remise en état des centrales nucléaires (le « Plan ») :

- Le plan d'Ontario Power Generation (OPG) pour la remise en état des quatre réacteurs de la centrale nucléaire de Darlington (CND) et l'exploitation de cette dernière jusqu'à la fin de 2055;
- Le contrat entre Bruce Power¹ et la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE)² (le « contrat de Bruce Power ») ayant pour objet la remise en état de six réacteurs de la centrale nucléaire de Bruce et la vente de son électricité sur le marché ontarien jusqu'à la fin de 2063³;
- Le plan d'OPG pour prolonger l'exploitation de la centrale nucléaire de Pickering (CNP)⁴. Deux réacteurs de Pickering A seront remis en état pour être exploités jusqu'en 2022; quatre réacteurs de Pickering B, pour être exploités jusqu'en 2024⁵.

1 L'*Amended and Restated Bruce Power Refurbishment Implementation Agreement*, en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2016.

2 La SIERE gère et réglemente le marché de gros de l'électricité en Ontario.

3 La centrale nucléaire de Bruce a huit réacteurs, dont deux ont été remis en état dans le cadre d'une entente antérieure. Toute l'électricité produite par Bruce Power sera vendue au même tarif en vertu du contrat de Bruce Power.

4 À l'origine, la CNP devait être fermée en 2020.

5 Le BRF a analysé le Plan en supposant la fermeture de Pickering A en 2022 et celle de Pickering B, en 2024. Cependant, OPG a demandé à la Commission canadienne de sûreté nucléaire de permettre l'exploitation de Pickering A jusqu'en 2024.

Les travaux de remise en état doivent s'étendre de 2016 à 2033; le coût total en capital du projet est estimé à 25 milliards de dollars de 2017⁶. Le Plan de remise en état des centrales nucléaires permettra au nucléaire de conserver son importante part dans l'approvisionnement en électricité de l'Ontario, et aura une grande incidence sur les prix de l'électricité payés par les usagers dans les décennies à venir. En outre, il aura un effet direct sur la situation financière de la province, cette dernière étant propriétaire d'OPG.

L'objet du présent rapport est d'examiner l'incidence du Plan de remise en état des centrales nucléaires sur les usagers du réseau et la province, et de déterminer comment le risque financier est réparti entre les usagers, la province, OPG et Bruce Power. En premier lieu, le rapport présente les estimations du scénario de référence pour la production d'énergie nucléaire et son prix, et explique comment ces estimations influenceront les prix de l'électricité et la situation financière de la province. En second lieu, il cerne les quatre principaux risques qui menacent le Plan de remise en état des centrales nucléaires, puis évalue comment les incidences financières de leur matérialisation seraient réparties entre les usagers et la province.

Pour en savoir plus sur le contexte du présent rapport, consultez le chapitre 3 et l'annexe D

Effet du scénario de référence sur les usagers

Cette section présente l'effet projeté du Plan de remise en état des centrales nucléaires sur les usagers du réseau et la province, selon les estimations du BRF concernant la production et les prix de l'énergie nucléaire. Ces projections constituent le scénario de référence, qui servira de point de départ à l'analyse des risques de la section suivante.

Dans le cadre du Plan de remise en état des centrales nucléaires, Bruce Power et OPG recouvreront les coûts de réfection et d'exploitation des réacteurs en vendant l'électricité qu'ils produisent sur le marché ontarien. Ces montants, intégrés au prix de l'électricité, sont recouverts auprès des usagers ontariens.

Le BRF estime que le scénario de référence conduira à un prix moyen de l'énergie nucléaire (le « prix du nucléaire ») de 80,7 \$/MWh en dollars de 2017⁷ sur la période de 2016 à 2064. À titre de référence, le prix actuel de l'électricité payé par

6 Analyse par le BRF du dossier EB-2016-0152 de la Commission de l'énergie de l'Ontario et du communiqué de Bruce Power, « Amended agreement secures Bruce Power's role in Long-Term Energy Plan » (en ligne), 3 décembre 2015 (consulté le 8 avril 2017).

7 Sauf indication contraire, tous les montants sont exprimés en dollars de 2017.

la plupart des foyers et des petites entreprises est de 114,9 \$/MWh⁸; le coût de l'électricité produite par chaque source d'énergie contribuant à ce prix est indiqué au Tableau 2-1.

Tableau 2-1– Coût unitaire de la production d'électricité en Ontario selon la source, de mai 2017 à avril 2018

Source	Pourcentage de la production totale	Coût unitaire (\$/MWh)
Énergie nucléaire	60 %	69
Hydroélectricité	24 %	58
Énergie éolienne	8 %	173
Essence	6 %	205
Énergie solaire	2 %	480
Bioénergie	0 %	131

Source : Commission de l'énergie de l'Ontario, *Regulated Price Plan Price Report* (en ligne), 20 avril 2017 (consulté le 15 juin 2017).

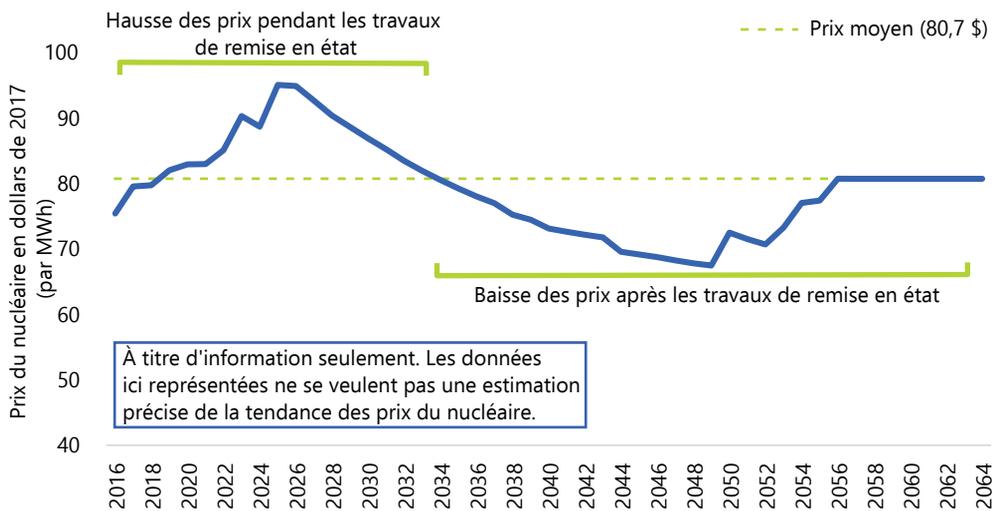
N.B. : Les coûts unitaires reflètent les coûts de production de l'installation en service, mais ne sont pas nécessairement représentatifs de ceux pouvant résulter du remplacement ultérieur des réacteurs remis en état. Plus de détails à l'annexe C.

Le BRF prévoit une fluctuation de la production et du prix de l'énergie nucléaire tout au long de la durée du Plan. Par conséquent, l'effet de ce dernier sur le prix global de l'électricité variera lui aussi. Le prix du nucléaire devrait dépasser son prix moyen de 80,7 \$/MWh pour l'essentiel de la durée des travaux de remise en état des réacteurs, de 2016 à 2033⁹, puis culminer à 95,4 \$/MWh en 2027, pour ensuite redescendre progressivement (en chiffres réels). Une fois les projets de remise en état achevés, le BRF prévoit un prix du nucléaire plus bas que la moyenne (Figure 2-1).

⁸ Ce montant ne comprend pas l'effet du Plan pour des frais d'électricité équitables de la province, en raison duquel le prix que paient la plupart des usagers résidentiels et des petites entreprises est de 97,6 \$/MWh. Commission de l'énergie de l'Ontario, *Regulated Price Plan Price Report*, 20 avril 2017.

⁹ Voir l'annexe B pour plus de renseignements sur les prix et leur fixation.

Figure 2-1– Tendence des prix du nucléaire (scénario de référence)



Source : Bureau de la responsabilité financière de l'Ontario.

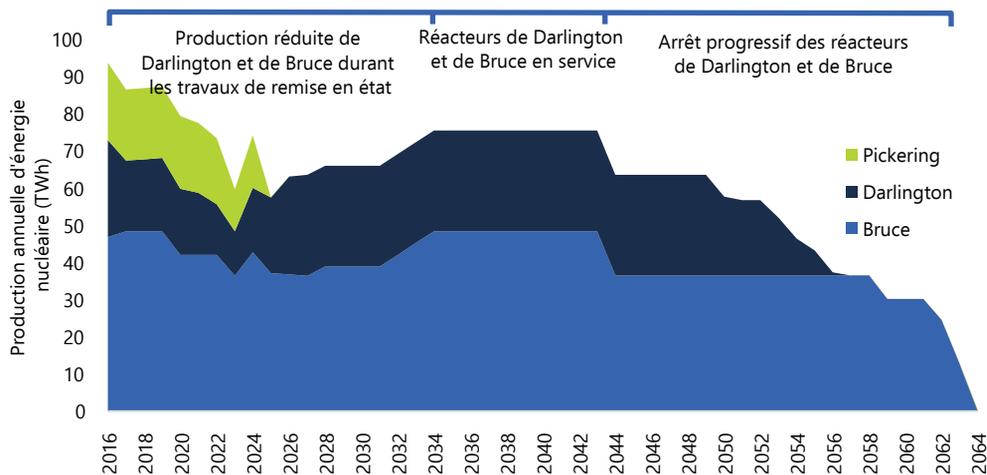
Les valeurs du graphique ont été obtenues comme suit : pour chaque année, le BRF a calculé la moyenne, pondérée en fonction de la production, de ses propres estimations du prix réel du nucléaire pour OPG et la moyenne du prix du nucléaire de Bruce Power, soit 80,6 \$/MWh. Le BRF n'a pas pu utiliser les estimations réelles de Bruce Power en raison des restrictions à la divulgation de l'article 13 de la *Loi de 2013 sur le directeur de la responsabilité financière*.

Sur toute la durée du Plan, le BRF prévoit une production d'électricité annuelle moyenne par les trois centrales nucléaires (la « production nucléaire ») de 62 térawattheures (TWh)¹⁰, qui variera au cours de la durée du Plan en fonction des échéances de remise en état et des cycles de vie des réacteurs (Figure 2-2). Ainsi, la production projetée de 91,7 TWh en 2016 sera réduite à 57,4 TWh d'ici 2025 en raison de la mise à l'arrêt de plusieurs réacteurs le temps des travaux, et de l'arrêt définitif de ceux de la CNP en 2022 et en 2024. Une fois les travaux de remise en état terminés, la production annuelle atteindra environ 75 TWh jusqu'au début de la mise hors service progressive des réacteurs, à commencer par celle des unités 1 et 2 de la centrale nucléaire de Bruce en 2043¹¹.

¹⁰ À titre de référence, la demande ontarienne en électricité était de 137 TWh en 2016.

¹¹ Les unités 1 et 2 de la CNB ont été remises à neuf de 2005 à 2012 dans le cadre d'une entente antérieure.

Figure 2-2– Production estimative d’électricité sur la durée du Plan de remise en état des centrales nucléaires, de 2016 à 2064



Source : Les projections du BRF se fondent sur les échéances de remise en état et des cycles de vie d’OPG et de Bruce Power. Le BRF estime le facteur de capacité de l’ensemble des réacteurs remis en état à 88 %.

Retombées financières du scénario de référence

Les centrales nucléaires de Darlington et de Pickering sont détenues et exploitées par Ontario Power Generation, une entreprise de services publics réglementée appartenant entièrement à la province. Par conséquent, les recettes ou pertes d’OPG issues de sa production nucléaire se répercutent sur la situation financière de la province.

OPG financera la remise en état de la CND par des titres d’emprunt à long terme et de la trésorerie générée par ses activités (capitaux propres)¹². Une fois les réacteurs réactivés après les travaux, OPG recouvrera les coûts de leur remise en état et de leur exploitation en vendant de l’électricité aux usagers aux tarifs établis par la Commission de l’énergie de l’Ontario (CEO)¹³.

Celle-ci fixe le prix du nucléaire d’OPG – en dollars par mégawattheure (\$/MWh) – tous les cinq ans à l’issue d’un processus réglementaire public¹⁴. Le prix est le même pour l’électricité générée par la centrale de Darlington et par celle de Pickering. Il est établi en fonction des projections des besoins en revenus et de la production nucléaire d’OPG pour le prochain cycle de cinq ans. Les besoins en revenus d’OPG reflètent ses dépenses de fonctionnement, l’amortissement et l’impôt à payer ainsi qu’un certain rendement de sa base tarifaire (coût du capital)¹⁵, laquelle est

¹² Rapport annuel 2015 d’Ontario Power Generation.

¹³ La Commission de l’énergie de l’Ontario réglemente les secteurs de l’électricité et du gaz naturel dans la province.

¹⁴ Le BRF présume qu’OPG continuera de présenter ses demandes aux cinq ans.

¹⁵ Les projections donnent un rendement du capital de 7 %, soit la moyenne pondérée du rendement réglementé des emprunts et des capitaux propres d’OPG.

constituée de ses actifs nucléaires¹⁶. Lorsqu'un réacteur est remis en service, cet actif est ajouté à la base tarifaire et passé en charges au fil de sa vie utile (amortissement). L'amortissement et le rendement de la base tarifaire sont incorporés aux besoins en revenus, que l'on divise ensuite par la production nucléaire d'OPG pour déterminer le prix du nucléaire d'OPG (voir l'annexe B).

Le rendement (coût du capital) prévu dans le prix du nucléaire d'OPG sert à repayer les créanciers et les détenteurs d'actions qui fournissent à OPG les capitaux nécessaires pour financer ses dépenses d'investissement. La Commission de l'énergie de l'Ontario établit ce rendement pour qu'OPG puisse payer l'intérêt sur sa dette et produire un rendement sur le capital investi dans ses actifs nucléaires. Le rendement des capitaux propres est la portion des besoins en revenus représentant les profits d'OPG sur sa production nucléaire.

Le rendement des capitaux propres d'OPG n'est pas garanti, mais il est établi de façon à ce que celle-ci produise un rendement¹⁷ si elle exploite correctement ses centrales nucléaires. Ce rendement sera reflété dans le bénéfice net d'OPG, et consolidé dans les revenus de la province¹⁸.

Bruce Power est une organisation du secteur privé rémunérée pour produire et vendre de l'électricité sur le marché ontarien. Il n'y a pas de lien direct entre la situation financière de la province et Bruce Power, bien que cette dernière paie à OPG les frais de location de la CNB. En effet, lorsque la CEO fixe le prix du nucléaire d'OPG, les revenus nets tirés de la location sont retranchés des besoins en revenus d'OPG, ce qui profite aux usagers plutôt qu'à la province. Par conséquent, la prolongation de la durée de vie de la CNB n'a aucune retombée financière pour la province dans le cadre des analyses du présent rapport¹⁹.

Risques pour les usagers et la province

Le BRF a analysé l'exposition des usagers et de la province à quatre grands risques financiers inhérents au Plan de remise en état des centrales nucléaires. Il divise ces risques financiers selon s'ils sont « internes » ou s'ils découlent du marché.

Risques financiers internes

Les risques financiers internes désignent les divergences par rapport aux hypothèses

¹⁶ D'après le rapport annuel 2015 d'OPG, la base tarifaire représente le niveau net moyen des investissements dans des immobilisations corporelles et des actifs incorporels réglementés en service, plus une provision pour le fonds de roulement.

¹⁷ La CEO calcule le rendement des capitaux propres d'OPG selon l'approche convenue dans le rapport EB-2009-0084.

¹⁸ La province considère d'ailleurs ses investissements dans OPG comme un actif financier. Par conséquent, toute augmentation de l'actif net d'OPG réduit la dette nette de la province.

¹⁹ Le rapport n'analyse pas non plus les risques et répercussions du déclassement des réacteurs nucléaires. .

du scénario de référence relatives aux coûts de fonctionnement et de remise en état des réacteurs nucléaires. Les différences dans la propriété et la tarification de Bruce Power et d'OPG signifient que l'exposition des usagers et de la province à ces risques n'est pas la même relativement aux coûts de Bruce Power et d'OPG.

Risque lié aux coûts de remise en état

Comme son nom l'indique, le risque lié aux coûts de remise en état désigne la possibilité que la réfection des centrales coûte plus ou moins cher que supposé par le scénario de référence.

Répartition du risque lié aux coûts de remise en état pour Bruce Power

Le tarif que Bruce Power reçoit pour l'électricité qu'elle produit et vend sur le marché ontarien (le prix du nucléaire de Bruce) est établi conformément au contrat de Bruce Power, lequel prévoit le transfert du risque lié aux coûts de remise en état entre les usagers et Bruce Power. Comme cette dernière est une organisation du secteur privé, ce transfert réduit l'exposition au risque des usagers.

Le prix du nucléaire de Bruce Power sera ajusté 12 mois avant la date de début de chacun des six chantiers de remise en état de la CNB pour qu'il reflète bien le coût estimatif des travaux. C'est à ce moment que les coûts de remise en état seront bloqués, et que le risque que ceux-ci augmentent sera transféré à Bruce Power. De plus, si les coûts s'avèrent moins élevés que prévu, les usagers reçoivent 50 % des économies²⁰.

Pour réduire au maximum l'exposition des usagers au risque de dépassement de coûts, la province s'est dotée de « portes de sortie » : des clauses par lesquelles elle peut annuler les projets de remise en état. Celles-ci peuvent être exercées par la SIERE avant l'ajustement du prix du nucléaire de Bruce Power, qui a lieu 12 mois avant le début de chaque chantier de remise en état.

Le contrat de Bruce Power prévoit deux types de portes de sortie, soit une clause de seuil maximal et une clause économique :

- La clause de seuil maximal permet à la SIERE d'annuler un projet de remise en état si les estimations fournies par Bruce Power avant les travaux dépassent un certain seuil de coût ou de durée²¹. Ainsi, le seuil de dépassement de coût est une augmentation de 30 % par rapport aux coûts de remise en état ayant servi à

²⁰ Contrat de Bruce, pièce 4.3.

²¹ Le seuil de durée maximale est de 54 mois pour la première unité, de 48 mois pour la deuxième, et de 42 mois pour les autres.

l'estimation du prix du nucléaire dans le scénario de référence (ou de 20 % pour un coût ponctuel).

- La clause économique ne peut être exercée qu'avant le troisième ou le cinquième projet de remise en état. Cette porte de sortie permet à la SIERE d'annuler tous les travaux restants en raison d'une baisse de la demande en électricité ou de l'apparition d'une source d'énergie plus économique²².

Répartition du risque lié aux coûts de remise en état pour OPG

OPG appartenant à la province, les risques liés aux coûts de remise en état des quatre réacteurs nucléaires de la CND sont divisés entre les usagers et la province. Le tarif qu'OPG reçoit pour sa production nucléaire est établi par la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO). Celle-ci doit veiller à ce qu'OPG puisse recouvrer ses dépenses, prévues ou non, engagées prudemment dans la remise en état de la CND²³. Par conséquent, tout dépassement de coûts engagés de manière prudente sera approuvé par la CEO et recouvré auprès des usagers. Les coûts que la CEO n'approuve pas grugent le bénéfice net d'OPG, et du coup, les revenus de la province. À l'inverse, le BRF s'attend à ce que les économies sur les coûts de remise en état soient transmises en entier aux usagers.

Afin de réduire le risque lié aux coûts de remise en état, tant pour les usagers que pour la province, le ministère de l'Énergie peut mettre fin aux projets à tout moment, peu importe la raison.

Tableau 2-2 – Synthèse des risques liés aux coûts de remise en état

	Usagers	Province
Exposition au risque lié aux coûts de remise en état – Bruce Power	Assument le risque d'augmentation des coûts de remise en état estimatifs pour chaque réacteur jusqu'à leur gel, 12 mois avant le début des travaux (sous réserve des portes de sortie). Profitent de 50 % des économies sur les coûts de remise en état.	S.O.
Exposition au risque lié aux coûts de remise en état – OPG	Assument le risque de dépassement des coûts engagés de manière prudente par OPG. Profitent de 100 % des économies sur les coûts de remise en état.	Assume les risques de dépassement des coûts qui ne sont pas engagés de manière prudente par OPG.

²² Contrat de Bruce, article 9.2, p. 125.

²³ Règl. de l'Ont. 53/05, s 6 (2).

Incidences financières du dépassement des coûts de remise en état

Afin d'illustrer les incidences financières potentielles d'une augmentation des coûts de remise en état, le BRF a modélisé deux scénarios où les coûts dépassent ceux prévus dans le scénario de référence. Les deux scénarios supposent que l'augmentation des coûts de remise en état de chaque réacteur sera identique, et que ce sont les usagers qui supporteront la totalité des surcoûts.

- Si les coûts de remise en état de tous les réacteurs grimpent de 30 %, le prix moyen du nucléaire augmentera de 5,4 %, passant de 80,7 \$/MWh à 85,0 \$/MWh.
- Si les coûts de remise en état de tous les réacteurs grimpent de 50 %, le prix moyen du nucléaire augmentera de 8,9 %, passant de 80,7 \$/MWh à 87,9 \$/MWh²⁴.

Derniers points sur les portes de sortie

Les portes de sortie sont la principale mesure de protection des usagers contre le risque d'augmentation des coûts de remises en état. Leur valeur pour les usagers réside principalement dans le fait qu'elles incitent Bruce Power à fournir des estimations à l'intérieur des seuils préétablis, et OPG à livrer les unités dans le respect du budget et des échéanciers.

Cependant, pour que les portes de sortie soient le choix le plus économique, il faut que l'augmentation des coûts de remise en état soit assez importante non seulement pour que le prix du nucléaire dépasse celui des autres formes d'énergie, mais aussi pour qu'ils surpassent la perte des économies d'échelle découlant de l'arrêt d'une unité. À noter que la dernière clause n'expirera qu'en 2029; entre-temps, l'évolution de la technologie, de la politique énergétique ou de la demande en électricité pourrait modifier la viabilité des autres formes d'énergie et ainsi accroître la valeur des portes de sortie.

Risque lié au rendement des centrales

Le risque lié au rendement des centrales désigne la possibilité que les coûts ne se rapportant pas à la remise en état soient plus élevés, ou la production nucléaire plus basse, que dans le scénario de référence. Ce peut être le fait d'une estimation des coûts (capital, combustible, fonctionnement) trop frugale, de pannes imprévues ou d'une durée de vie des réacteurs plus courte que prévu, etc.

Le contrat de Bruce Power transfère la majeure partie du risque lié au rendement des centrales à Bruce Power. Les usagers, eux, sont exposés :

²⁴ Voir l'analyse détaillée au chapitre 5.

- au risque de fluctuation du coût du combustible, lequel est établi mensuellement et indépendamment des autres coûts de fonctionnement²⁵;
- aux surcoûts d'une source d'appoint, si la production nucléaire de Bruce Power est inférieure à ce que prévoit le scénario de référence²⁶.

En outre, les usagers profitent de 50 % des économies si les coûts de fonctionnement de la CNB sont moindres que prévu.²⁷

Le risque lié au rendement des centrales d'OPG est assumé à la fois par les usagers et la province. La CEO fixe le prix du nucléaire d'OPG par tranche de cinq ans, en fonction des prévisions de coût et de production pour cette période. Cette caractéristique du mécanisme de tarification signifie qu'au cours des cycles de cinq ans, le gros du risque lié au rendement des centrales passe des usagers à OPG (la province)²⁸. Hors de la période de tarification, la répartition du risque entre les usagers et la province dépend des décisions de la CEO.

Tableau 2-3 – Synthèse des risques liés au rendement des centrales

	Usagers	Province
Exposition au risque lié au rendement des centrales de Bruce Power	Assument le risque lié au coût du combustible et réalisent 50 % des économies sur les coûts de fonctionnement.	S.O.
Exposition au risque lié au rendement des centrales d'OPG	Acceptent les risques de hausse des coûts et les bénéfices en cas de baisse pour la période de tarification de cinq ans, à l'exception des coûts recouvrables dans les comptes d'écarts et de report.	Accepte les risques de hausse des coûts et les bénéfices en cas de baisse pour la période de tarification de cinq ans, à l'exception des coûts recouvrables dans les comptes d'écarts et de report.

Risques financiers inhérents au marché

Les risques financiers inhérents au marché se rapportent à la possibilité d'une conjoncture marquée par une insuffisance de la demande d'électricité ou l'apparition de sources d'énergie moins coûteuses au cours de la durée du Plan de remise en état des centrales nucléaires. Ces risques sont amplifiés par les rouages économiques de la production nucléaire, qui exige des investissements initiaux considérables. En outre, les projections du prix du nucléaire dans le scénario de référence supposent la répartition des coûts sur une grande quantité d'électricité produite et sur une

²⁵ Le coût du combustible est établi au moyen d'une stratégie d'approvisionnement à long terme. Il représentait environ 12 % du prix du nucléaire de Bruce Power en 2016. De plus, seule une portion du coût est sensible au prix de l'uranium sur le marché.

²⁶ Le contrat de Bruce Power ne présente pas les ajustements, hors ceux présentés plus haut et à l'annexe B, apportés au prix du nucléaire de Bruce Power s'il y a perte de revenus en raison d'un problème de rendement d'un réacteur ou de l'augmentation des coûts de fonctionnement.

²⁷ Contrat de Bruce, pièce 4.3.

²⁸ Quoique pour certaines dépenses, OPG a le droit de comptabiliser un écart entre les coûts prévus et les coûts réels dans ses comptes d'écarts et de report, et de recouvrer ces coûts plus tard auprès des usagers (détails à l'annexe B).

longue période. Ainsi, il n'est pas toujours rentable de répondre à une insuffisance conjoncturelle de la demande ou à l'apparition de sources d'énergie moins coûteuses par l'arrêt de réacteurs. Le Plan de remise en état des centrales nucléaires représente un engagement à long terme et relativement rigide d'achat d'une production d'électricité de base. Cette rigidité est cependant contrebalancée par des coûts relativement modestes et stables (une fois les centrales remises à neuf), une production fiable et un faible volume d'émissions.

Risque lié à la demande

Le risque lié à la demande désigne la possibilité d'une demande insuffisante pour la production nucléaire, qui pourrait entraîner la réduction (interruption à court terme), ou même justifier l'arrêt définitif d'un ou de plusieurs réacteurs. Dans les deux cas, ce sont les usagers qui économiseront, de même que la province s'il est question de la CND.

La SIERE estime à 17 TWh (11 %) la diminution entre 2005 et 2015 de la demande sur le réseau électrique attribuable aux initiatives d'économie d'énergie et à la production décentralisée²⁹. Or, pendant cette période, la puissance installée des installations de production d'électricité raccordées au réseau a aussi bondi de 20 %³⁰. Les surplus d'électricité sur le marché ontarien ont donc gagné en fréquence, et comme on ne peut en stocker qu'une infime partie, la province gère cet excédent en l'exportant ou en interrompant momentanément sa production, deux pratiques qui ne sont pas toujours favorables aux usagers.

À long terme, les centrales nucléaires de Bruce et de Darlington, une fois remises en état, produiront ensemble quelque 75 TWh par année, ce qui, d'ici 2035, représenterait entre 38 % et 56 % de la demande d'électricité prévue³¹. La province dispose par ailleurs d'environ 30 TWh en production hydroélectrique annuelle de base, source plus économique que le nucléaire³². Enfin, la baisse des prix des énergies solaire et éolienne et du stockage de l'électricité (batteries) est susceptible d'accélérer la croissance de la production décentralisée³³.

D'une part, la combinaison d'une faible demande d'électricité et de la proportion croissante de cette demande qui est comblée par la production décentralisée risque

29 Les initiatives d'économie d'énergie désignent l'investissement dans des technologies réduisant la consommation d'énergie par personne; la production décentralisée désigne l'électricité produite et consommée localement qui réduit la demande sur le réseau électrique.

30 SIERE, 2016 *Ontario Planning Outlook* (en ligne), 1^{er} septembre 2016 (consulté le 8 septembre 2016), p. 3.

31 SIERE, 2016 *Ontario Planning Outlook* (en ligne), 1^{er} septembre 2016 (consulté le 8 septembre 2016), p. 3.

32 En 2016, les centrales hydroélectriques réglementées d'OPG ont produit 29,5 TWh au prix de 43,39 \$/MWh (en dollars de 2016). Source : Rapport annuel 2016 d'OPG.

33 Analyse par le BRF du *Plan énergétique à long terme de l'Ontario* du ministère de l'Énergie de l'Ontario (en ligne), octobre 2017 (consulté le 26 octobre 2017).

d'entraîner davantage d'exportations forcées d'électricité, d'interruptions à court terme de la production nucléaire, et pourrait même conduire à l'arrêt d'un ou de plusieurs réacteurs pour cause d'insuffisance de la demande sur le réseau électrique.

D'autre part, le BRF a relevé un certain nombre de facteurs d'atténuation de ces risques, qui agissent tantôt sur la demande, tantôt sur l'offre³⁴, notamment :

- le potentiel d'accroissement de la demande de base en électricité suivant une électrification accrue sous l'effet des initiatives de lutte contre les changements climatiques;
- les clauses d'annulation pour motifs économiques dans le contrat de Bruce Power (portes de sortie) et la faculté de la province d'annuler la remise en état de tout réacteur de la CND avant le début des travaux;
- la flexibilité dont jouit la province dans la gestion des autres sources d'énergie non nucléaire (p. ex., ne pas renouveler un contrat à l'échéance).

Tableau 2-4 – Synthèse des risques liés à la demande

	Usagers	Province
Exposition au risque lié à la demande – Bruce Power	Assument les risques d'une production réduite ou excédentaire, et de hausse du prix du nucléaire en cas d'arrêt d'un réacteur.	S.O.
Exposition au risque lié à la demande – OPG	Assument les risques d'une production réduite ou excédentaire, et de hausse du prix du nucléaire en cas d'arrêt d'un réacteur.	Assume le risque d'une baisse du bénéfice net d'OPG découlant de l'arrêt d'un réacteur ou d'une réduction de la production.

Risque lié au coût d'option

Le « coût d'option » désigne la valeur des bénéfices que l'on perd en abandonnant une option au profit d'une autre. En choisissant de remettre des réacteurs nucléaires en état, la province s'engage effectivement dans la voie du nucléaire pour subvenir à une grande partie de ses besoins énergétiques de 2016 à 2064. Elle limite ainsi sa capacité de diversifier sa production d'électricité advenant l'apparition de nouvelles sources d'énergie permettant de desservir l'ensemble du réseau à moindre coût, et ce, sur toute la durée du Plan de remise en état des centrales nucléaires. Dans ce cas, le coût d'option correspond aux économies qu'aurait permises l'adoption de ces nouvelles sources à faible émission et à moindre coût.

³⁴ Voir le Tableau 5-7 et le Tableau 5-8 pour en savoir plus.

Trois facteurs influencent l'intensité du risque lié au coût d'option :

- Le coût du nucléaire après les travaux de remise en état, dont les risques sont abordés dans l'analyse des risques financiers internes.
- Les coûts actuels et projetés des autres formes de production d'électricité.
- Les politiques provinciales de tarification des émissions de carbone et de production d'électricité à partir de combustibles fossiles.

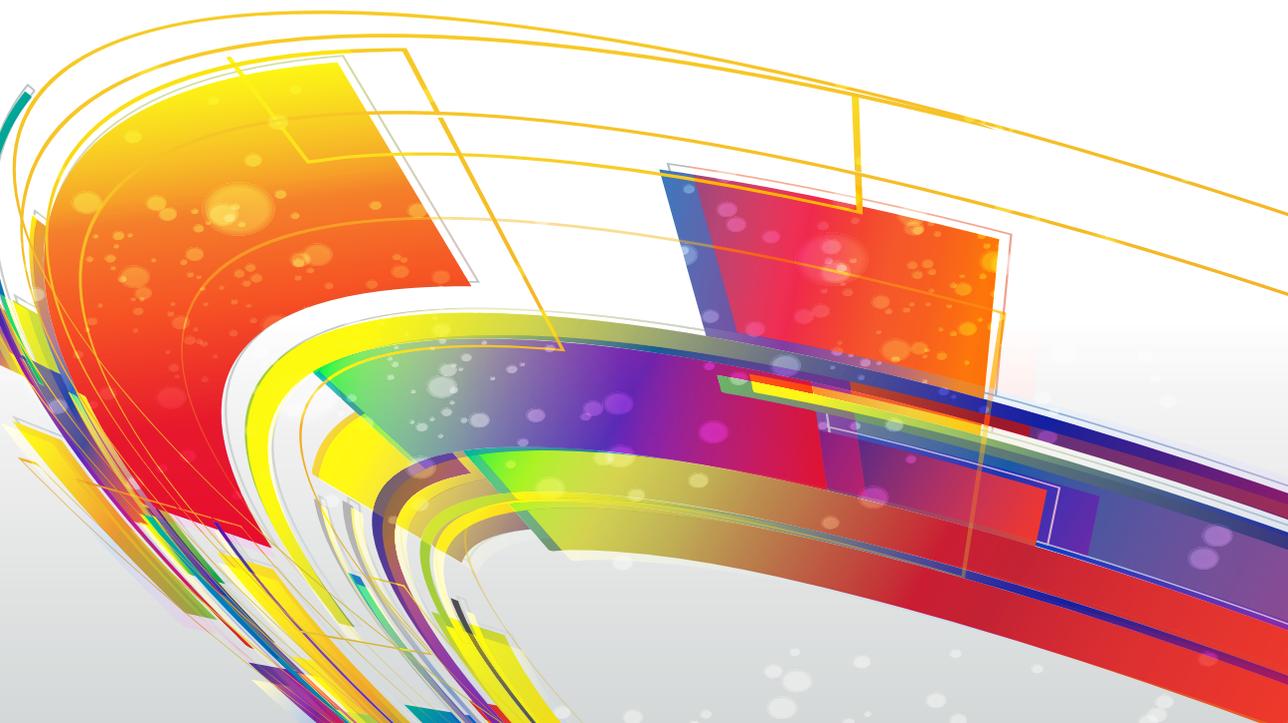
Deux des principaux avantages de l'énergie nucléaire sont qu'elle est relativement peu coûteuse à produire et qu'elle dégage très peu de gaz à effet de serre. D'autres portefeuilles de production pourraient remplacer le nucléaire. Toutefois, aucun ne permettrait une production de base d'électricité à un coût et un taux d'émissions comparables à ceux prévus dans le scénario de référence (voir l'analyse détaillée des autres formes de production à l'annexe C).

Les clauses d'annulation (portes de sortie) pour motifs économiques du contrat de Bruce Power réduisent le risque lié au coût d'option, car la SIERE peut annuler les travaux de remise en état s'il se présente une option « plus économique³⁵ ». Ces clauses expirent avant la réfection des réacteurs trois et cinq, soit respectivement en 2024 et en 2027. La SIERE, qui aura alors des estimations de coûts couvrant toute la portée de la réfection de plusieurs réacteurs de la centrale nucléaire de Bruce, pourra prendre une décision éclairée en comparant son estimation plus précise du prix du nucléaire aux options qui seront disponibles à ce moment. De même, la faculté de la province de mettre fin à toute réfection au sein de la centrale nucléaire de Darlington lui permettra de bien peser ses décisions.

Tableau 2-5 – Synthèse des risques liés au coût d'option

	Usagers	Province
Exposition au risque lié au coût d'option – Bruce Power	Assument la totalité du risque, dès la réactivation des réacteurs.	S.O.
Exposition au risque lié au coût d'option – OPG	Assument le risque de ne pas bénéficier de sources d'énergie moins coûteuses, ou encore de moins en bénéficier en cas d'arrêt d'un réacteur.	Assume le risque d'une baisse du bénéfice net d'OPG en cas d'arrêt d'un réacteur.

³⁵ Contrat de Bruce, article 9.2.



3

INTRODUCTION

L'Ontario compte 18 réacteurs nucléaires actifs qui, répartis dans trois centrales nucléaires, produisent plus de 60 % de l'électricité utilisée par les foyers et les entreprises de la province. Seize de ces dix-huit réacteurs approchant la fin de leur vie utile, le gouvernement de l'Ontario (la « province ») a étudié les solutions possibles pour répondre aux besoins futurs des Ontariens en énergie. Il a décidé de miser sur une capacité de production d'énergie à long terme en remettant à neuf dix réacteurs des centrales nucléaires de Bruce et de Darlington, pour en prolonger la vie utile de 30 à 35 ans. Par ailleurs, la province compte prolonger la durée de service de six réacteurs de la centrale nucléaire de Pickering afin de pourvoir aux besoins de la province pendant que les autres réacteurs seront à l'arrêt à cause des travaux de réfection³⁶.

Aux fins du présent rapport, le BRF désigne conjointement les trois éléments suivants comme le Plan de remise en état des centrales nucléaires (le « Plan »).

- Le plan d'Ontario Power Generation (OPG) pour la remise en état des quatre réacteurs de la centrale nucléaire de Darlington (CND) et l'exploitation de cette dernière jusqu'à la fin de 2055;
- Le contrat entre Bruce Power³⁷ et la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE) (le « contrat de Bruce Power »)³⁸ ayant pour objet la

36 Gouvernement de l'Ontario, *L'Ontario lance la remise en état de la centrale nucléaire de Darlington et prolonge l'exploitation de la centrale de Pickering jusqu'en 2024* (en ligne), 11 janvier 2016, ministère de l'Énergie (consulté le 8 mars 2016).

37 *L'Amended and Restated Bruce Power Refurbishment Implementation Agreement*, en vigueur depuis le 1er janvier 2016.

38 La SIERE gère et réglemente le marché de gros de l'électricité en Ontario.

remise en état de six réacteurs de la centrale nucléaire de Bruce et la vente de son électricité sur le marché ontarien jusqu'à la fin de 2063³⁹;

- Le plan d'OPG pour prolonger l'exploitation de la centrale nucléaire de Pickering (CNP)⁴⁰. Deux réacteurs de Pickering A seront remis en état pour être exploités jusqu'en 2022; quatre réacteurs de Pickering B, pour être exploités jusqu'en 2024⁴¹.

Pour plus de détails sur le contexte du Plan de remise en état des centrales nucléaires, consultez l'annexe A.

Les travaux de remise en état doivent s'étendre de 2016 à 2033; le coût total en capital du projet est estimé à 25 milliards de dollars de 2017⁴². Les centrales nucléaires de Darlington et de Pickering sont détenues et exploitées par OPG, une entreprise de services publics appartenant à la province. La centrale nucléaire de Bruce est aussi la propriété d'OPG, mais est louée à la société d'exploitation Bruce Power⁴³. Bruce Power et OPG financeront les projets de remise en état et recouvreront les coûts de réfection et d'exploitation des réacteurs en vendant l'électricité qu'ils produisent sur le marché ontarien. Le Plan permettra au nucléaire de conserver son importante part dans l'approvisionnement en électricité de l'Ontario, et aura une grande incidence sur les prix de l'électricité payés par les usagers dans les décennies à venir. En outre, il aura un effet direct sur la situation financière de la province, cette dernière étant propriétaire d'OPG.

Les projets d'immobilisations dans le domaine du nucléaire en Ontario tendent historiquement au dérapage budgétaire; les récents travaux de prolongation de la vie utile de réacteurs des centrales nucléaires de Bruce et de Pickering ne font pas exception⁴⁴. Ensemble, ces antécédents de dépassements de coûts et la complexité des projets jettent le doute sur les coûts estimatifs de production et les prix projetés de l'énergie nucléaire. Sont aussi incertains la demande future d'électricité et les prix de l'énergie issue de sources rivales sur le marché ontarien. Les risques inhérents au Plan sont amplifiés par les investissements initiaux considérables à effectuer pour la

39 La centrale nucléaire de Bruce a huit réacteurs, dont deux ont été remis en état dans le cadre d'une entente antérieure. Toute l'électricité produite par Bruce Power sera vendue au même tarif en vertu du contrat de Bruce Power.

40 À l'origine, la CNP devait être fermée en 2020.

41 Le BRF a analysé le Plan en supposant la fermeture de Pickering A en 2022 et celle de Pickering B, en 2024. Cependant, OPG a demandé à la Commission canadienne de sûreté nucléaire de permettre l'exploitation de Pickering A jusqu'en 2024.

42 Analyse par le BRF du dossier EB-2016-0152 de la Commission de l'énergie de l'Ontario, concernant Bruce Power. *Amended Agreement Secures Bruce Power's Role in Long-Term Energy Plan* (en ligne), 3 décembre 2015 (consulté le 8 avril 2017).

43 Bruce Power est une société en commandite dont les associés sont Borealis Infrastructure, une fiducie créée par le Régime de retraite des employés municipaux de l'Ontario (OMERS), TransCanada, le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique et la Society of Energy Professionals.

44 Voir le chapitre 5.

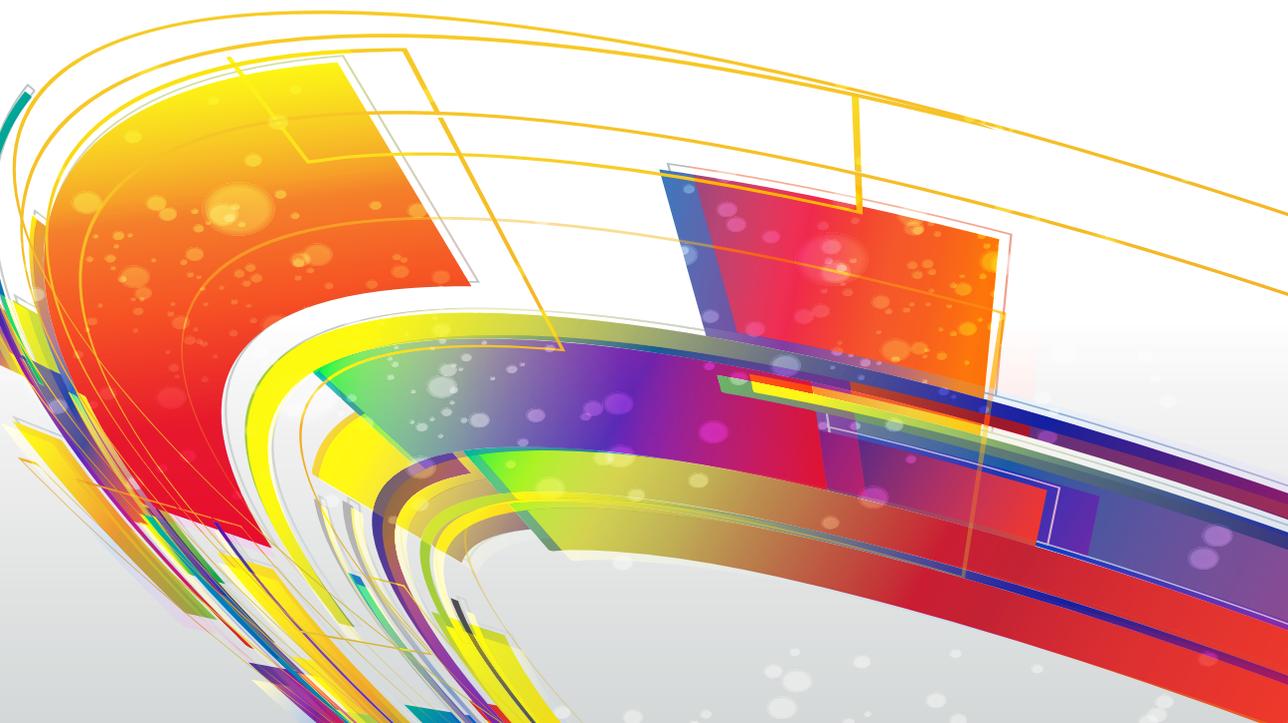
remise en état des réacteurs et par la grande influence de l'énergie nucléaire sur les prix de l'électricité.

L'objet du présent rapport est d'examiner l'incidence du Plan de remise en état des centrales nucléaires sur les usagers du réseau et la province, et de déterminer comment le risque financier est réparti entre les usagers, la province, Ontario Power Generation (OPG) et Bruce Power. En premier lieu, le rapport présente les estimations du scénario de référence pour la production d'énergie nucléaire et son prix, et explique comment ces estimations influenceront les prix de l'électricité et la situation financière de la province. En second lieu, il cerne les quatre principaux risques qui menacent le Plan de remise en état des centrales nucléaires, puis évalue comment les incidences financières de leur matérialisation seraient réparties entre les usagers et la province. Son horizon d'analyse du Plan s'étend du début de 2016 jusqu'au moment prévu de la mise à l'arrêt du dernier réacteur remis en état, à la fin de 2063, période de 48 ans ci-après désignée « durée du Plan ».

Le présent rapport ne cherche pas à :

- évaluer les risques non financiers du Plan de remise en état des centrales nucléaires, dont ceux liés à la santé et à la sécurité publiques;
- évaluer le caractère approprié des risques auxquels sont exposés les usagers et la province;
- évaluer les risques propres à la prolongation de la vie utile de la centrale nucléaire de Pickering;
- évaluer les risques propres au déclassement de réacteurs nucléaires;
- évaluer les risques indirects liés aux déchets nucléaires et aux risques radiologiques;
- évaluer l'incidence de risques qui ne sont pas directement liés au Plan de remise en état des centrales nucléaires (p. ex. des changements au cadre réglementaire ou à la structure du marché de l'électricité).

L'annexe D donne plus de renseignements sur l'élaboration du présent rapport.



4

SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE DU PLAN DE REMISE EN ÉTAT DES CENTRALES NUCLÉAIRES

Ce chapitre présente l'effet projeté du Plan de remise en état des centrales nucléaires sur les usagers du réseau et la province, selon les estimations du BRF concernant la production et les prix de l'énergie nucléaire. Ces estimations, ci-après désignées le « scénario de référence », sont le fruit de calculs fondés sur les estimations actuelles des coûts de remise en état et d'exploitation des réacteurs, ainsi que de leur rendement. Ce scénario de référence servira de point de départ à l'analyse des risques du chapitre suivant.

Projections relatives aux usagers

Les usagers du réseau ontarien paient un certain prix par mégawattheure consommé, ce qui est reflété dans leur facture mensuelle d'électricité. Ce prix est fixé en fonction du coût d'une production d'électricité suffisante pour répondre à la demande ontarienne. Les producteurs d'électricité comme OPG et Bruce Power reçoivent un certain montant pour chaque mégawattheure qu'ils produisent et vendent sur le marché ontarien. Ces montants, intégrés au prix de l'électricité, sont recouverts auprès des usagers.

L'influence de l'énergie nucléaire sur le prix de l'électricité dépendra des revenus que tirent OPG et Bruce Power de leur production d'électricité, et de la proportion de la demande totale en électricité qui est comblée par le nucléaire. Le BRF estime que le scénario de référence conduira à un prix moyen de l'énergie nucléaire (le « prix du nucléaire ») de 80,7 \$/MWh en dollars de 2017⁴⁵ sur la période de 2016 à 2064,

⁴⁵ Sauf indication contraire, tous les montants sont exprimés en dollars de 2017.

soit la moyenne de son estimation pour OPG (80,7 \$/MWh) et du prix moyen de Bruce Power (80,6 \$/MWh). À titre de référence, le prix actuel de l'électricité payé par la plupart des foyers et des petites entreprises est de 114,9 \$/MWh⁴⁶; le coût de l'électricité produite par chaque source d'énergie contribuant à ce prix est indiqué au Tableau 4-1.

Tableau 4-1 – Coût unitaire de la production d'électricité en Ontario selon la source, de mai 2017 à avril 2018

Source	Pourcentage de la production totale	Coût unitaire (\$/MWh)
Énergie nucléaire	60 %	69
Hydroélectricité	24 %	58
Énergie éolienne	8 %	173
Gaz naturel	6 %	205
Énergie solaire	2 %	480
Bioénergie	0 %	131

Source : Commission de l'énergie de l'Ontario, Regulated Price Plan Price Report (en ligne), 20 avril 2017 (consulté le 15 juin 2017).

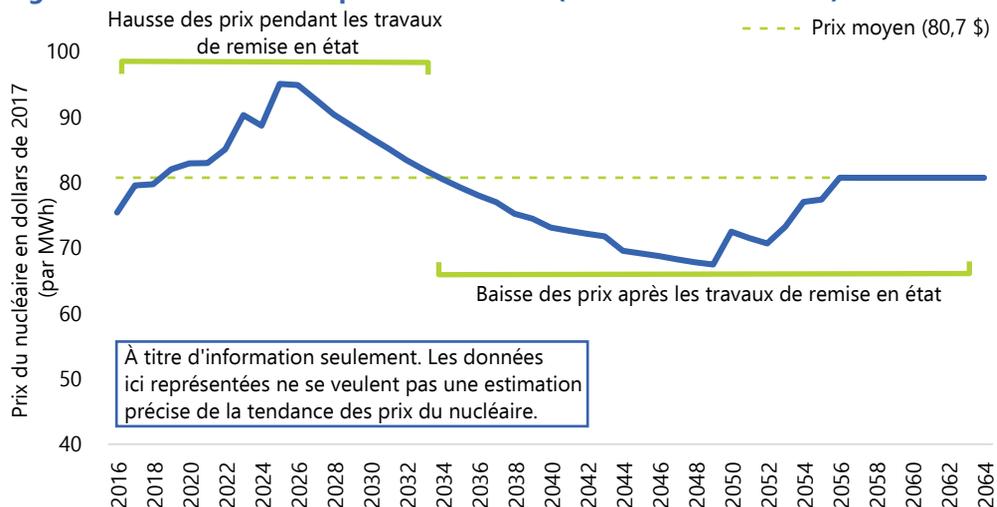
N.B. Les coûts unitaires reflètent les coûts de production de l'installation en service, mais ne sont pas nécessairement représentatifs de ceux pouvant résulter du remplacement ultérieur des réacteurs remis en état. Pour plus de détails, consultez l'annexe C.

Le BRP prévoit une fluctuation de la production et du prix de l'énergie nucléaire tout au long de la durée du Plan. Par conséquent, l'effet de ce dernier sur le prix global de l'électricité variera lui aussi. Le prix du nucléaire devrait dépasser son prix moyen de 80,7 \$/MWh pour l'essentiel de la durée des travaux de remise en état des réacteurs, de 2016 à 2033⁴⁷, puis culminer à 95,4 \$/MWh en 2027, pour ensuite redescendre progressivement (en chiffres réels). Une fois les projets de remise en état achevés, le BRP prévoit un prix du nucléaire inférieur à la moyenne (Figure 4-1).

⁴⁶ Ce montant ne tient pas compte des effets du Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables, en raison duquel le prix payé par la plupart des usagers résidentiels et des petites entreprises est de 97,6 \$/MWh. Commission de l'énergie de l'Ontario, *Regulated Price Plan Price Report*, 20 avril 2017.

⁴⁷ Voir l'annexe B pour plus de renseignements sur les prix et leur fixation.

Figure 4-1 – Tendance des prix du nucléaire (scénario de référence)



Source : Bureau de la responsabilité financière de l'Ontario.

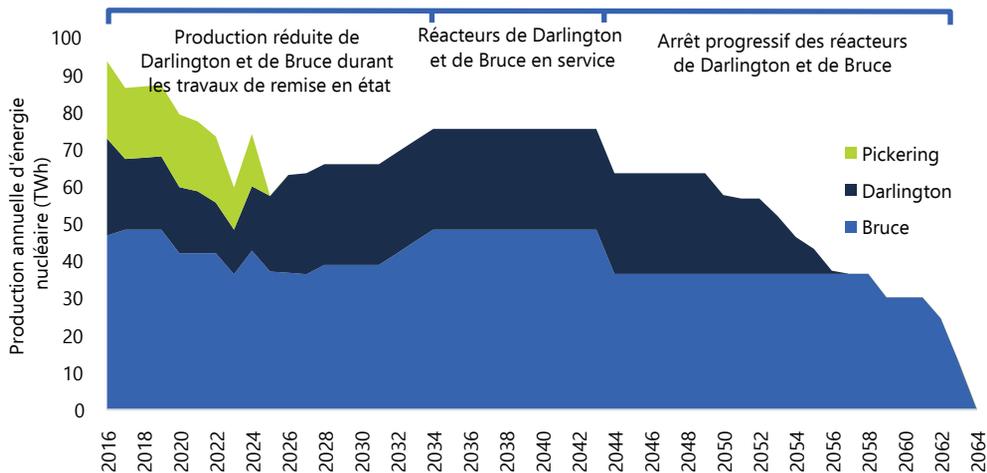
Les valeurs du graphique ont été obtenues comme suit : pour chaque année, le BRF a calculé la moyenne, pondérée en fonction de la production, de ses propres estimations du prix réel du nucléaire pour OPG et la moyenne du prix du nucléaire de Bruce Power, soit 80,6 \$/MWh. Le BRF n'a pas pu utiliser les estimations réelles de Bruce Power en raison des restrictions à la divulgation de l'article 13 de la *Loi de 2013 sur le directeur de la responsabilité financière*.

Sur toute la durée du Plan, le BRF prévoit une production d'électricité annuelle moyenne par les trois centrales nucléaires (la « production nucléaire ») de 62 térawattheures (TWh)⁴⁸, qui variera au cours de la durée du Plan en fonction des échéances de remise en état et des cycles de vie des réacteurs (Figure 4-2). Ainsi, la production projetée de 91,7 TWh en 2016 sera réduite à 57,4 TWh d'ici 2025 en raison de la mise à l'arrêt de plusieurs réacteurs le temps des travaux, et de l'arrêt définitif de ceux de la CNP en 2022 et en 2024. Une fois les travaux de remise en état terminés, la production annuelle atteindra environ 75 TWh jusqu'au début de la mise hors service progressive des réacteurs, à commencer par celle des unités 1 et 2 de la centrale nucléaire de Bruce en 2043⁴⁹.

⁴⁸ À titre de référence, la demande ontarienne en électricité était de 137 TWh en 2016.

⁴⁹ Les unités 1 et 2 de la centrale nucléaire de Bruce ont été remises à neuf de 2005 à 2012 dans le cadre d'une entente antérieure.

Figure 4-2 – Production estimative d’électricité sur la durée du Plan de remise en état des centrales nucléaires, de 2016 à 2064



Source : Les projections du BRF se fondent sur les échéances de remise en état et des cycles de vie d’OPG et de Bruce Power. Le BRF estime le facteur de capacité de l’ensemble des réacteurs remis en état à 88 %.

Effet du scénario de référence sur le prix de l’électricité

L’effet global de la production d’énergie nucléaire sur le prix de l’électricité dépendra du prix du nucléaire et de la proportion de la demande qui est comblée par l’énergie nucléaire. Au cours de la période de remise en état (de 2016 à 2033), le BRF prévoit que le prix du nucléaire atteindra un sommet au moment où la production nucléaire sera à son plus bas, ce qui réduit en quelque sorte l’incidence du prix élevé du nucléaire sur celui de l’électricité. Par exemple, en 2016, le nucléaire a fourni 61 % de l’électricité consommée en Ontario au prix de 69 \$/MWh. En 2027, où on prévoit un sommet de 69 \$/MWh, le BRF estime que le nucléaire fournira entre 40 et 50 % de l’approvisionnement en électricité. Cependant, les usagers supporteront aussi le coût de la production de remplacement. En 2033, au terme des travaux de remise en état, on prévoit que les usagers auront droit à une production supérieure et à des prix réduits⁵⁰. L’effet de cette baisse de prix sur celui de l’électricité diminuera à mesure que les réacteurs des centrales de Bruce et de Darlington atteindront la fin de leur vie utile.

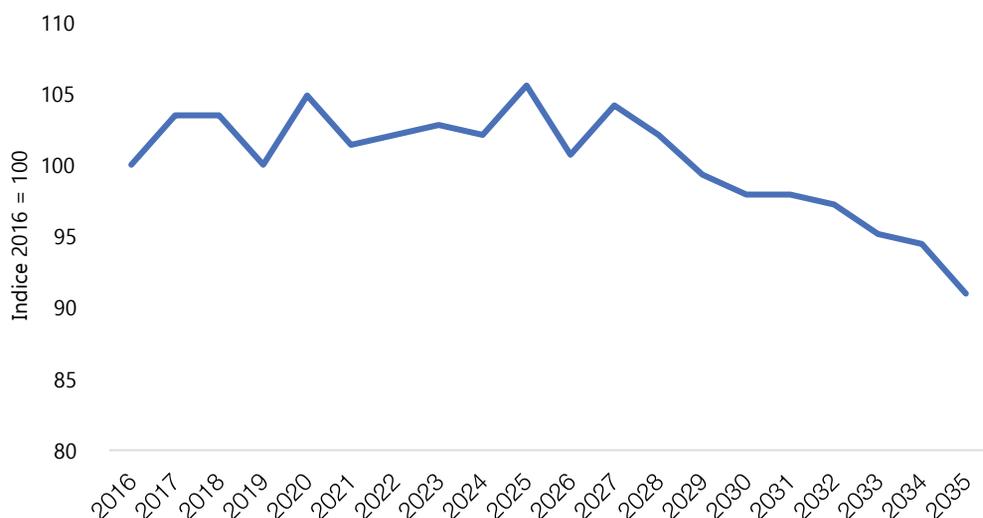
La Figure 4-3 montre la projection sur 20 ans de la SIERE des coûts de l’électricité indexés à 2016. Le BRF estime que le coût de la production nucléaire représentera seulement 25 % à 35 % du coût total de l’électricité entre 2016 et 2035⁵¹. Globalement, on prévoit la stabilité du coût de l’électricité jusqu’au milieu des années 2020.

⁵⁰ En chiffres réels.

⁵¹ Le coût total de l’électricité comprend notamment la production, le transport, la distribution.

Toutefois, conformément aux prévisions du BRF quant au prix du nucléaire, ce coût est censé diminuer graduellement à compter de 2027 (en chiffres réels)⁵².

Figure 4-3 – Prévisions de la SIERE du coût unitaire de l'électricité



Source : Analyse du BRF du document *2016 Ontario Planning Outlook* de la SIERE (en ligne), 1^{er} septembre 2016 (consulté le 8 septembre 2016), p. 3.

Retombées financières du scénario de référence

Les centrales nucléaires de Darlington et de Pickering sont détenues et exploitées par Ontario Power Generation, une entreprise de services publics réglementée appartenant entièrement à la province. La centrale nucléaire de Bruce appartient aussi à OPG, mais celle-ci la loue à Bruce Power, une entité du secteur privé. Le bénéfice net et l'actif net d'OPG étant consolidés dans les états financiers de la province, les recettes ou pertes issues de sa production nucléaire se répercutent sur la situation financière de la province.

Ontario Power Generation

OPG financera la remise en état de la CND par des titres d'emprunt à long terme et de la trésorerie générée par ses activités (capitaux propres)⁵³. Une fois les réacteurs réactivés après les travaux, OPG recouvrera les coûts de leur remise en état et de leur exploitation en vendant de l'électricité aux usagers aux tarifs établis par la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO)⁵⁴.

Le prix du nucléaire d'OPG – en dollars par mégawattheure (\$/MWh) – est fixé tous les cinq ans⁵⁵ par la CEO à l'issue d'un processus réglementaire public. Le

⁵² Le coût unitaire de l'électricité ne tient pas compte du Plan ontarien pour des frais d'électricité équitables.

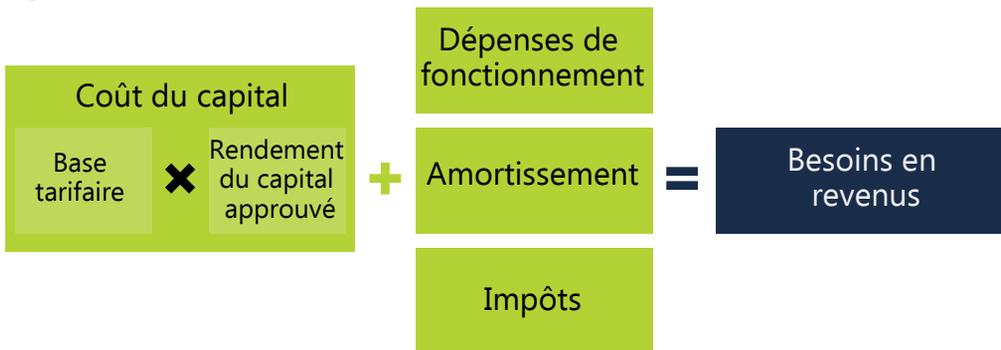
⁵³ Rapport annuel 2015 d'Ontario Power Generation.

⁵⁴ La Commission de l'énergie de l'Ontario réglemente les secteurs de l'électricité et du gaz naturel dans la province.

⁵⁵ Le BRF présume qu'OPG continuera de déposer ses demandes tous les cinq ans.

prix est le même pour l'électricité générée par la centrale de Darlington et par celle de Pickering. Il est établi en fonction des projections des besoins en revenus et de la production nucléaire d'OPG pour le prochain cycle de cinq ans. Les besoins en revenus d'OPG (Figure 4-4) reflètent ses dépenses de fonctionnement, l'amortissement et l'impôt à payer ainsi qu'un certain rendement de sa base tarifaire (coût du capital)⁵⁶, laquelle est constituée de ses actifs nucléaires⁵⁷. Lorsqu'un réacteur est remis en service, cet actif est ajouté à la base tarifaire et passé en charges au fil de sa vie utile (amortissement). L'amortissement et le rendement de la base tarifaire sont incorporés aux besoins en revenus, que l'on divise ensuite par la production nucléaire d'OPG pour déterminer le prix du nucléaire d'OPG (voir l'annexe B).

Figure 4-4 – Calcul des besoins en revenus d'OPG



Source : Bureau de la responsabilité financière de l'Ontario.

Le rendement (coût du capital) prévu dans le prix du nucléaire d'OPG sert à repayer les créanciers et les détenteurs d'actions qui fournissent à OPG les capitaux nécessaires pour financer ses dépenses d'investissement. La Commission de l'énergie de l'Ontario établit ce rendement pour qu'OPG puisse payer l'intérêt sur sa dette et produire un rendement sur le capital investi dans ses actifs nucléaires. Le rendement des capitaux propres est la portion des besoins en revenus représentant les profits d'OPG sur sa production nucléaire.

Le Tableau 4-2 présente le rendement des capitaux propres d'OPG demandé à la CEO pour le cycle de cinq ans actuel. Sa valeur est établie suivant une structure proposée de 49 % de capitaux propres et de 51 % de dettes, et un rendement des capitaux propres de 8,78 %. L'augmentation considérable de la base tarifaire en 2020 reflète l'ajout prévu d'une première centrale restaurée (Darlington). La base tarifaire d'OPG

56 Les projections donnent un rendement du capital de 7 %, soit la moyenne pondérée du rendement des emprunts et des capitaux propres d'OPG.

57 D'après le rapport annuel 2015 d'OPG, la base tarifaire de cette dernière représente le niveau moyen net d'investissement dans ses immobilisations corporelles et incorporelles réglementées en service, plus une provision pour le fonds de roulement.

continuera de s'accroître avec la remise en service des réacteurs, et de rétrécir au fil de leur amortissement⁵⁸.

Tableau 4-2 – Projection du rendement des capitaux propres d'OPG

(en millions de dollars)	2017	2018	2019	2020	2021
Base tarifaire	3 114	3 161	3 114	7 159	7 647
Rendement des capitaux propres*	134	136	134	308	329

Source : Analyse par le BRF du dossier EB-2016-0152 de la Commission de l'énergie de l'Ontario (chiffres en valeur nominale).

* Le rendement des capitaux propres correspond à 8,78 % de 49 % de la base tarifaire.

Le rendement des capitaux propres d'OPG n'est pas garanti, mais il est établi de façon à ce que celle-ci produise un rendement⁵⁹ si elle exploite correctement ses centrales nucléaires. OPG demande un rendement des capitaux propres total de 1,04 G\$⁶⁰, à prévoir dans le prix du nucléaire d'OPG de 2017 à 2021⁶¹. Si elle obtient ce rendement, cela rejaillira sur son bénéfice net et, ce dernier étant compris dans les revenus de la province, sur la situation financière de l'Ontario⁶².

Bruce Power

Bruce Power est une entreprise du secteur privé rémunérée pour produire et vendre de l'électricité sur le marché ontarien. Il n'y a pas de lien direct entre la situation financière de la province et Bruce Power, bien que cette dernière paie à OPG les frais de location de la CNB. En effet, lorsque la CEO fixe le prix du nucléaire d'OPG, les revenus nets tirés de la location sont retranchés des besoins en revenus d'OPG, ce qui profite aux usagers plutôt qu'à la province. Par conséquent, la prolongation de la durée de vie de la CNB n'a aucune retombée financière pour la province dans le cadre des analyses du présent rapport⁶³.

58 Les dépenses d'investissement ne visant pas la remise en état auront aussi un effet sur la base tarifaire d'OPG.

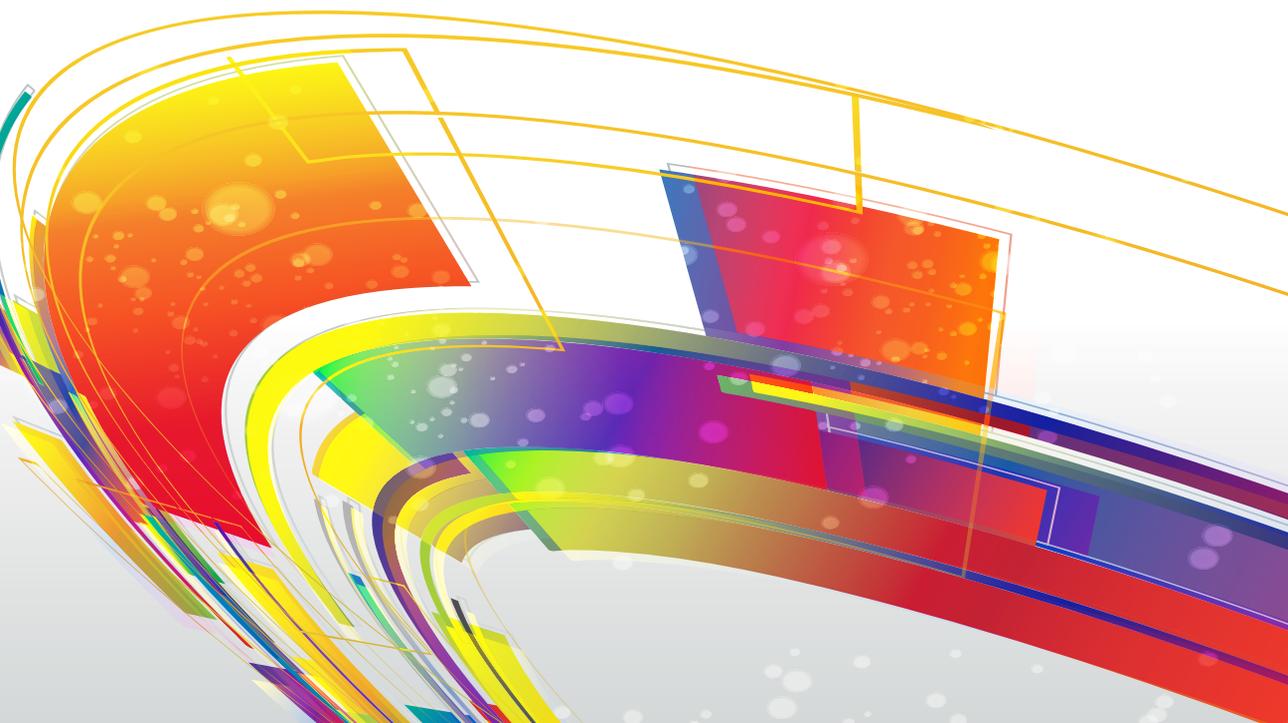
59 La Commission de l'énergie de l'Ontario calcule le rendement des capitaux propres d'OPG selon l'approche convenue dans le rapport EB-2009-0084.

60 Valeur nominale.

61 Dossier EB 2016-0152 de la Commission de l'énergie de l'Ontario.

62 La province considère d'ailleurs ses investissements dans OPG comme un actif financier. Par conséquent, toute augmentation de l'actif net d'OPG réduit la dette nette de la province.

63 Le rapport n'analyse pas non plus les risques et répercussions du déclassement des réacteurs nucléaires.



5

RISQUES INHÉRENTS AU SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE DU PLAN DE REMISE EN ÉTAT DES CENTRALES NUCLÉAIRES

Le présent chapitre analyse l'exposition des usagers et de la province aux quatre grands risques financiers du Plan de remise en état des centrales nucléaires, et divise ces risques selon qu'ils sont « internes » ou qu'ils découlent du marché.

Risques financiers internes

Risque lié aux coûts de remise en état
Risque lié au rendement des centrales

Risques financiers inhérents au marché

Risque lié à la demande
Risque lié au coût d'option

Risques financiers internes

Les risques financiers internes désignent les divergences par rapport aux hypothèses du scénario de référence relatives aux coûts de fonctionnement et de remise en état des réacteurs nucléaires. Les différences dans la propriété et la tarification de Bruce Power et d'OPG signifient que l'exposition des usagers et de la province à ces risques n'est pas la même relativement aux coûts de Bruce Power et d'OPG.

Risque lié aux coûts de remise en état

Comme leur nom l'indique, les risques liés aux coûts de remise en état désignent la possibilité que la réfection des centrales coûte plus ou moins cher que supposé par le scénario de référence. Depuis 1999, il y a eu deux projets majeurs de remise en état

d'installations nucléaires au Canada (les unités 1 et 2 de la centrale de Bruce (CNB), et la centrale de Point Lepreau⁶⁴), et un projet majeur de prolongement de la durée de vie utile (les unités 1 à 4 de Pickering A). Comme le montre le Tableau 5-1, chaque projet a enregistré des dépassements de coût considérables.

Tableau 5-1 – Synthèse des coûts prévus et réels des projets de réfection passés

Projet	Plage de temps	Budget	Coût réel*
Point Lepreau	2008 à 2012	1,40 G\$	2,40 G\$
CNB A – Unités 1 et 2	2005 à 2012	2,75 G\$	4,80 G\$
CNP A – Unité 4	1999 à 2003	0,46 G\$	1,25 G\$
CNP A – Unité 1	1999 à 2005	0,21 G\$	1,00 G\$

* Les chiffres sont en dollars courants (nominaux).

Sources : Jake Epp, Peter Barnes et Robin Jeffrey, *Rapport du comité d'examen de la centrale Pickering A*; et renseignements fournis au BRF.

N.B. : Un projet de 200 M\$ pour prolonger la durée de vie utile de la centrale nucléaire de Pickering (CNP) de 2016 à 2020 a été achevé récemment, sans dépassement du budget.

Vu l'échelle et la complexité du Plan de remise en état des centrales nucléaires, et vu les dépassements de coûts des projets nucléaires passés, le risque d'écart par rapport aux projections financières du scénario de référence, décrites au chapitre 4, est considérable. Le mécanisme de tarification de Bruce Power et d'OPG montre comment le risque lié aux coûts de remise en état est divisé entre les usagers, la province, Bruce Power et OPG.

Répartition des risques liés aux coûts de remise en état – Bruce Power

Le tarif que Bruce Power reçoit pour l'électricité qu'elle produit et vend sur le marché ontarien (le « prix du nucléaire de Bruce ») est établi conformément au contrat de Bruce Power. Ce tarif est le même pour toute l'électricité qu'elle produit, y compris celle générée par les unités 1 et 2 de la CNB, lesquelles ont été remises en état dans le cadre d'une entente passée. Le contrat de Bruce Power prévoit le transfert du risque lié aux coûts de remise en état entre les usagers et Bruce Power. Comme cette dernière est une organisation du secteur privé, ce transfert réduit l'exposition au risque des usagers.

Le contrat de Bruce Power prévoit la réfection successive, échelonnée dans le temps, d'un maximum de six réacteurs nucléaires. Le prix du nucléaire de Bruce Power est ajusté avant le début de chaque chantier en fonction des coûts estimés du projet. Bruce Power doit produire un échéancier et des estimations de coûts couvrant toute la portée de la réfection de chaque réacteur au plus tard 15 mois avant le début des

⁶⁴ Centrale nucléaire située sur la Pointe Lepreau, au Nouveau-Brunswick; son propriétaire-exploitant est la Société d'Énergie du Nouveau-Brunswick, une entité provinciale.

travaux⁶⁵ pour que la SIERE vérifie le tout⁶⁶. Une fois les vérifications faites, la SIERE rajuste le prix du nucléaire de Bruce Power pour que cette dernière puisse recouvrer les coûts de remise en état vérifiés et dégager un rendement du capital⁶⁷. De cette façon, le risque que les coûts dépassent les estimations validées par la SIERE passe des usagers à Bruce Power 12 mois avant le début de chaque projet de réfection. Si, au bout du compte, les coûts de remise en état s'avèrent moindres que prévu, 50 % des économies sont passées au crédit des usagers⁶⁸. Ceux-ci en ressortent donc gagnants si les coûts sont revus à la baisse après le gel du prix du nucléaire de Bruce Power.

Portes de sortie – Bruce Power

Avant le rajustement de tarif précédant la réfection de chaque réacteur, la SIERE peut, dans certaines conditions, recourir à une clause pour annuler le projet de remise en état. Le contrat de Bruce Power prévoit deux de ces clauses dites « portes de sortie », l'une portant sur les seuils maximaux et l'autre sur des motifs économiques. Si jamais la SIERE abandonne la remise en état d'un ou des réacteurs, le prix du nucléaire de Bruce Power devra être ajusté en fonction du changement à sa capacité de production⁶⁹.

Clause de seuil maximal – Cette porte de sortie donne à la SIERE la possibilité d'annuler une partie ou l'ensemble des projets de remise en état restants si jamais les estimations de durée ou de coûts couvrant toute la portée de la réfection que présente Bruce Power 15 mois avant le début des travaux dépassent les seuils préétablis de coût maximal ou de temps d'arrêt maximal des réacteurs⁷⁰. Dans le cas du coût, le seuil est de 130 % du montant de base pour l'unité (120 % pour les coûts ponctuels), ce qui revient à une augmentation de 30 % (20 %)⁷¹.

65 Soit 12 mois avant les travaux de remise en état ou 4 mois après la production des estimations, selon la première éventualité.

66 Contrat de Bruce Power, article 2.5, p. 55.

67 Contrat de Bruce Power, article 4.8, p. 99.

68 Contrat de Bruce Power, pièce 4.3.

69 Contrat de Bruce Power, pièce 4.11, p. 3.

70 Le temps d'arrêt maximal est de 54 mois pour la première unité, de 48 mois pour la deuxième, et de 42 mois pour les autres.

71 La SIERE et Bruce Power n'ont pas dévoilé publiquement le montant de base du seuil de coût maximal par réacteur.

Exemple de la clause de seuil maximal en action

FiQuinze mois avant la remise en état d'un réacteur, Bruce Power fournit à la SIERE une estimation de coûts couvrant toute la portée de la réfection : ils sont de 150 % du montant de base (soit une augmentation de 50 % des coûts de remise en état). La SIERE a alors deux choix :

- o Donner le feu vert à Bruce Power, auquel cas l'estimation des coûts de base couvrant toute la portée de la réfection (150 % du montant de base) est incorporée dans le calcul du prix du nucléaire de Bruce Power.
- o Recourir à sa porte de sortie et abandonner le projet de remise en état.*

Si la SIERE opte pour la porte de sortie, Bruce Power peut tout de même décider de poursuivre le projet de remise en état; toutefois, les coûts excédentaires au seuil maximal que l'organisation supportera ne seront pas incorporés dans le prix du nucléaire de Bruce Power. Dans le cas présent, le prix serait ajusté pour inclure 130 % du montant de base, et la différence entre ce seuil et les 150 % prévus serait épongée par Bruce Power.

Une fois que la SIERE a vérifié les estimations de coût, 12 mois avant le début du projet, la portion du prix du nucléaire de Bruce Power visant à couvrir les coûts de remise en état du réacteur est bloquée.

* La SIERE peut d'ailleurs abandonner tous les autres projets de réfection du même coup.

Source : Analyse par le BRF du contrat de Bruce Power.

Clause économique – Cette porte de sortie donne à la SIERE la possibilité d'annuler les projets de remise en état en raison d'un changement dans la conjoncture du marché. Elle peut être invoquée à deux moments précis : avant la réfection du troisième réacteur (unité 4) ou du cinquième réacteur (unité 7)⁷². Si la SIERE juge raisonnablement qu'il n'y a plus lieu de remettre en état les réacteurs en raison de l'évolution de la demande en électricité ou de l'apparition de sources d'énergie plus abordables, elle peut annuler tous les projets de réfection restants⁷³.

Répartition des risques liés aux coûts de remise en état – OPG

Ontario Power Generation (OPG) appartenant à la province, les risques liés aux coûts de remise en état des quatre réacteurs de la centrale nucléaire de Darlington (CND) sont divisés entre les usagers et la province. Comme l'explique le chapitre 4, le tarif qu'OPG reçoit pour sa production nucléaire est établi par la Commission de

⁷² Contrat de Bruce Power, article 9.2, p. 125.

⁷³ Contrat de Bruce Power, article 9.2, p. 125.

Tableau 5-2 – Synthèse des portes de sortie du contrat de Bruce Power

Réacteur	Date d'invocation possible	Porte de sortie
Unité 6	1er janvier 2019	Clause de seuil maximal
Unité 3	1er janvier 2022	Clause de seuil maximal
Unité 4	1er janvier 2024	Clause économique et clause de seuil maximal
Unité 5	1er juillet 2025	Clause de seuil maximal
Unité 7	1er juillet 2027	Clause économique et clause de seuil maximal
Unité 8	1er juillet 2029	Clause de seuil maximal

Source : Analyse par le BRF du contrat de Bruce Power.

l'énergie de l'Ontario (CEO), régie par la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*⁷⁴. Le Règlement de l'Ontario 53/06, pris en application de l'article 78,1 de la Loi, spécifie que la CEO doit veiller à ce qu'OPG puisse recouvrer ses dépenses, prévues ou non, pour la remise en état de la CND, tant qu'elles ont été engagées prudemment⁷⁵. Par conséquent, tout dépassement de coûts engagés de manière prudente sera approuvé par la CEO et recouvré auprès des usagers. Les coûts que la CEO n'approuve pas grugent le bénéfice net d'OPG, et du coup, les revenus de la province. À l'inverse, le BRF s'attend à ce que les économies sur les coûts de remise en état soient transmises en entier aux usagers.

Portes de sortie – Ontario Power Generation

OPG doit obtenir l'approbation du ministère de l'Énergie avant d'entreprendre chaque remise en état⁷⁶. La province peut donc se prévaloir de portes de sortie semblables aux clauses prévues au contrat de Bruce Power, à la différence que pour la CND, le Ministère peut annuler les travaux en tout temps et pour n'importe quelle raison.

Tableau 5-3 – Synthèse des risques liés aux coûts de remise en état

	Usagers	Province
Exposition au risque lié aux coûts de remise en état – Bruce Power	Assument le risque d'augmentation des coûts de remise en état estimatifs pour chaque réacteur jusqu'à leur gel, 12 mois avant le début des travaux (sous réserve des portes de sortie). Profitent de 50 % des économies sur les coûts de remise en état.	S.O.
Exposition au risque lié aux coûts de remise en état – OPG	Assument le risque de dépassement des coûts engagés de manière prudente par OPG. Profitent de 100 % des économies sur les coûts de remise en état.	Assume les risques de dépassement des coûts qui ne sont pas engagés de manière prudente par OPG.

⁷⁴ *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, L.O. 1998, chap. 15, annexe B.

⁷⁵ Règl. de l'Ont. 53/05, par. 6 (2).

⁷⁶ Analyse par le BRF du *Plan énergétique à long terme de l'Ontario* du ministère de l'Énergie de l'Ontario (en ligne), décembre 2013 (consulté le 11 juillet 2016).

Incidences financières du dépassement des coûts de remise en état

Comme indiqué ci-dessus, les usagers assument une proportion considérable du risque de dépassement des coûts de remise en état⁷⁷. Afin d'illustrer les incidences financières potentielles pour les usagers d'un tel dépassement, le BRF a modélisé deux scénarios où les coûts dépassent ceux prévus dans le scénario de référence. Les deux scénarios supposent que l'augmentation des coûts de remise en état de chaque réacteur sera identique, et que ce sont les usagers qui supporteront la totalité des surcoûts.

- Scénario 1 : Les coûts de remise en état de chaque réacteur grimpent de 30 % par rapport au scénario de référence⁷⁸.
- Scénario 2 : Les coûts de remise en état de chaque réacteur grimpent de 50 % par rapport au scénario de référence.

Comme le montre le Tableau 5-4, le BRF estime qu'une augmentation de 30 % des coûts de remise en état pour chaque réacteur des centrales de Bruce et de Darlington donnerait lieu à un prix du nucléaire moyen de 85,0 \$/MWh de 2016 à 2064, soit une hausse de 5,4 % par rapport au prix du scénario de référence (80,7 \$/MWh). Si l'augmentation des coûts est de 50 %, le BRF estime que le prix du nucléaire moyen passerait à 87,9 \$/MWh durant la même période, soit une hausse de 8,9 % par rapport au prix du scénario de référence (80,7 \$/MWh).

Tableau 5-4 – Synthèse de l'effet du dépassement des coûts de remise en état

	Scénario de référence	Scénario 1 – Dépassement de coûts de 30 %	Scénario 2 50% Cost Overrun
Prix du nucléaire	80,7 \$/MWh	85,0 \$/MWh	87,9 \$/MWh
Différence par rapport au scénario de référence		5,4 %	8,9 %

Si le prix du nucléaire n'augmente pas proportionnellement aux coûts de remise en état, c'est parce que ceux-ci ne représentent qu'une petite fraction de l'ensemble des coûts de réfection et de fonctionnement des réacteurs sur la durée de leur vie utile⁷⁹. De plus, l'estimation du prix du nucléaire tient compte de la production électrique de la centrale de Pickering ainsi que des centrales de Darlington et de Bruce avant les travaux.

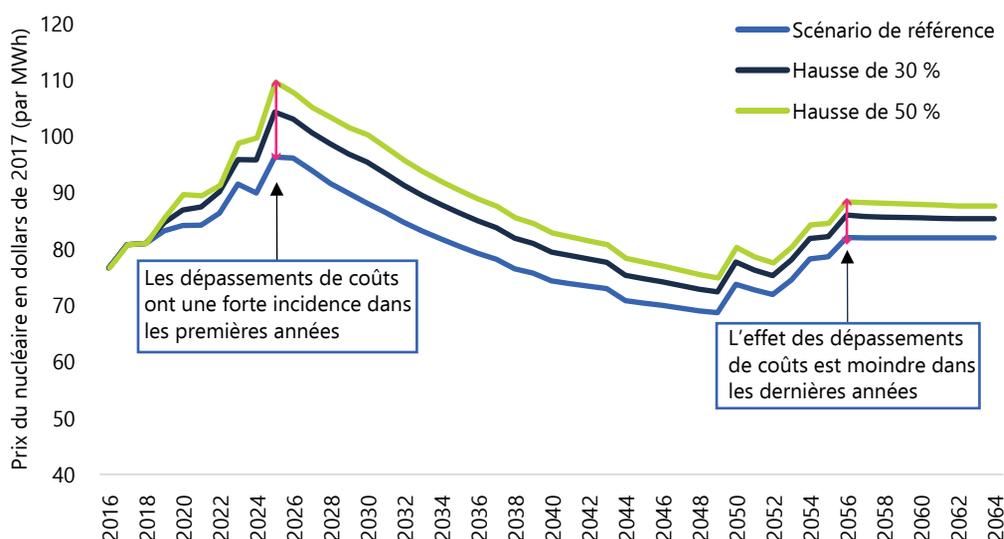
⁷⁷ Lorsque le BRF parle de dépassements de coût pour la centrale nucléaire de Bruce (CNB), il entend l'augmentation de l'estimation des coûts de remise en état couvrant toute la portée de la réfection. Les contribuables ne sont pas exposés au risque d'augmentation des ces coûts une fois l'estimation vérifiée pour chaque réacteur et le prix du nucléaire de Bruce Power ajusté, 12 mois avant le début de chaque chantier de remise en état.

⁷⁸ On présume que les coûts de remise en état de la CNB ont atteint le seuil de coût maximal.

⁷⁹ OPG estime que l'investissement dans les projets de remise en état représente 37 % du coût unitaire moyen de l'énergie pour la réfection et le fonctionnement de la centrale de Darlington. Voir : Commission de l'énergie de l'Ontario, dossier EB-2013-0321.

La Figure 5-1 montre les estimations du BRF quant aux incidences des dépassements de coûts sur le prix du nucléaire pour la durée du Plan. L'augmentation des coûts de remise en état resterait sans effet sur le prix du nucléaire jusqu'à la remise en service du réacteur dans le cas d'OPG ou jusqu'au rajustement du prix du nucléaire de Bruce avant la réfection de chaque réacteur de la centrale de Bruce. En raison de la façon dont les tarifs sont établis pour OPG et Bruce Power, le BRF estime que tout dépassement de coûts aurait un effet plus marqué sur le prix du nucléaire dans les premiers temps de la nouvelle vie utile des réacteurs. Par exemple, une augmentation de 30 % ou de 50 % des coûts de remise en état ferait grimper ce prix de 7,2 % ou de 12,1 % en 2027, mais seulement de 4,3 % ou de 7,2 % en 2060.

Figure 5-1 – Illustration de l'évolution du prix du nucléaire dans les différents scénarios de dépassement de coûts



Source : Bureau de la responsabilité financière de l'Ontario.

Les valeurs du graphique ont été obtenues comme suit : pour chaque année, le BRF a calculé la moyenne, pondérée en fonction de la production, de ses propres estimations du prix réel du nucléaire pour OPG et la moyenne du prix du nucléaire de Bruce Power sur 48 ans pour chaque scénario. Le BRF n'a pas pu utiliser les estimations réelles de Bruce Power en raison des restrictions à la divulgation de l'article 13 de la *Loi de 2013 sur le directeur de la responsabilité financière*.

Derniers points sur les portes de sortie

Les clauses d'annulation du contrat de Bruce Power et l'option de la province de mettre fin aux travaux de remise en état de la centrale de Darlington sont les principales mesures de protection des usagers contre les dépassements de coût. La valeur de ces portes de sortie pour les usagers réside principalement dans le fait qu'elles incitent Bruce Power à fournir des estimations à l'intérieur des seuils préétablis, et OPG à livrer les unités dans le respect du budget et des échéanciers.

Toutefois, si Bruce Power/OPG revoit à la hausse son estimation des coûts de remise en état, mais que le besoin en électricité est criant, la SIERE/le ministère de l'Énergie a deux choix :

- Donner le feu vert à Bruce Power/OPG, auquel cas le dépassement des coûts de réfection sera recouvert auprès des usagers.
- Abandonner le projet (porte de sortie) au profit d'une autre source d'énergie.

Pour que les portes de sortie soient le choix le plus économique, il faut que l'augmentation des coûts remise en état soit assez importante non seulement pour que le prix du nucléaire dépasse celui des autres formes d'énergie, mais aussi pour qu'ils surpassent la perte des économies d'échelle découlant de l'arrêt d'une unité (voir ci-dessous). À noter que la dernière clause n'expirera qu'en 2029; entre-temps, l'évolution de la technologie, de la politique énergétique ou de la demande en électricité pourrait modifier la viabilité des autres formes d'énergie et ainsi accroître la valeur des portes de sortie.

Perte des économies d'échelle aux centrales nucléaires : La réfection de l'unité 2 de la centrale de Darlington a commencé en octobre 2016, tandis que celle des unités 1 et 2 de la centrale de Bruce est déjà terminée. Si on annule la remise en état d'autres réacteurs à l'une ou l'autre centrale, celles-ci ne pourront plus fonctionner à plein rendement. Or, le fait d'avoir une pleine batterie de réacteurs ouvre la voie à des économies d'échelle considérables, car plus il y a de réacteurs entre lesquels répartir les coûts en immobilisations et les coûts de fonctionnement fixes, plus le coût par mégawattheure de l'électricité générée diminue⁸⁰. Corollairement, les économies d'échelle s'amenuisent pour chaque projet de réfection abandonné, ce qui fera monter le prix de l'électricité produite à la centrale touchée⁸¹.

De plus, la remise en état du premier réacteur de chaque centrale comporte inévitablement des coûts de planification et de préparation ponctuels et disproportionnés⁸². Par exemple, le BRF estime qu'à la remise en service du premier réacteur de la centrale de Darlington, environ 45 % des coûts totaux de réfection des quatre réacteurs d'OPG aura déjà été incorporé à son tarif de base. Il faut donc savoir qu'après la remise en service du premier réacteur des centrales de Bruce et de Darlington (en 2023 et en 2020, respectivement), les coûts supplémentaires pour les unités suivantes seront nettement plus bas.

⁸⁰ Nuclear Energy Institute, *Nuclear Costs in Context* (en ligne), avril 2016 (consulté le 9 avril 2017).

⁸¹ Si la SIERE annule la réfection d'un ou de plusieurs réacteurs, elle ajustera le prix du nucléaire de Bruce Power pour refléter les nouveaux coûts de fonctionnement de la centrale de Bruce.

⁸² Analyse par le BRF du dossier EB-2016-0152 de la Commission de l'énergie de l'Ontario.

Coût des autres formes d'énergie : Le BRF suppose que pour qu'on ferme un réacteur, il faut avoir atteint le point où le coût de la production nucléaire dépasse le coût de production à partir d'une autre source présentant des niveaux de risque et de pollution comparables. Compte tenu de l'orientation politique que s'est donnée la province, soit d'abandonner les centrales au charbon et d'instaurer une tarification du carbone, les seuls autres portefeuilles de production aptes à remplacer le nucléaire à des tarifs semblables seraient ceux fortement axés sur le gaz naturel (voir l'analyse des diverses options à l'annexe C). Il n'y a donc aucune solution de rechange qui soit actuellement aussi propre et aussi abordable que le nucléaire⁸³.

Risque lié au rendement des centrales

Le risque lié au rendement des centrales désigne la possibilité que les coûts ne se rapportant pas à la remise en état soient plus élevés, ou la production nucléaire plus basse, que dans le scénario de référence. Ce peut être le fait d'une estimation des coûts (capital, combustible, fonctionnement) trop frugale, de pannes imprévues ou d'une durée de vie des réacteurs plus courte que prévu, etc.

Bruce Power

Le contrat de Bruce Power transfère la majeure partie du risque lié au rendement des centrales à Bruce Power. Les usagers, eux, sont exposés :

- au risque de fluctuation du coût du combustible, lequel est établi mensuellement et indépendamment des autres coûts de fonctionnement⁸⁴;
- aux surcoûts d'une source d'appoint, si la production nucléaire de Bruce Power est inférieure à ce que prévoit le scénario de référence⁸⁵.

En outre, les usagers profitent de 50 % des économies si les coûts de fonctionnement de la CNB sont moindres que prévu⁸⁶.

Ontario Power Generation

Afin de réduire la volatilité des prix que paient les usagers pour leur électricité, la Commission de l'énergie de l'Ontario fixe le prix du nucléaire d'OPG par tranche de cinq ans, en fonction des prévisions de coût et de production pour cette période.

⁸³ Plus de détails à l'annexe C.

⁸⁴ Le coût du combustible est établi au moyen d'une stratégie d'approvisionnement à long terme. Il représentait environ 12 % du prix du nucléaire de Bruce Power en 2016. De plus, seule une portion du coût est sensible au prix de l'uranium sur le marché.

⁸⁵ Le contrat de Bruce Power ne présente pas les ajustements, hors ceux présentés plus haut et à l'annexe B, apportés au prix du nucléaire de Bruce Power s'il y a perte de revenus en raison d'un problème de rendement d'un réacteur ou de l'augmentation des coûts de fonctionnement.

⁸⁶ Contrat de Bruce Power, pièce 4.3.

Cette caractéristique du mécanisme de tarification signifie qu’au cours des cycles de cinq ans, le gros du risque lié au rendement des centrales passe des usagers à OPG. Quoique pour certaines dépenses, cette dernière a le droit de comptabiliser un écart entre les coûts prévus et les coûts réels dans ses comptes d’écarts et de report, et de recouvrer ces coûts plus tard auprès des usagers (détails à l’annexe B).

Tableau 5-5 – Synthèse des risques liés au rendement des centrales

	Usagers	Province
Exposition au risque lié au rendement des centrales de Bruce Power	Assument le risque lié au coût du combustible et réalisent 50 % des économies sur les coûts de fonctionnement.	S.O.
Exposition au risque lié au rendement des centrales d’OPG	Acceptent les risques de hausse des coûts et les bénéfices en cas de baisse pour la période de tarification de cinq ans, à l’exception des coûts recouvrables dans les comptes d’écarts et de report.	Accepte les risques de hausse des coûts et les bénéfices en cas de baisse pour la période de tarification de cinq ans, à l’exception des coûts recouvrables dans les comptes d’écarts et de report.

Risques financiers inhérents au marché

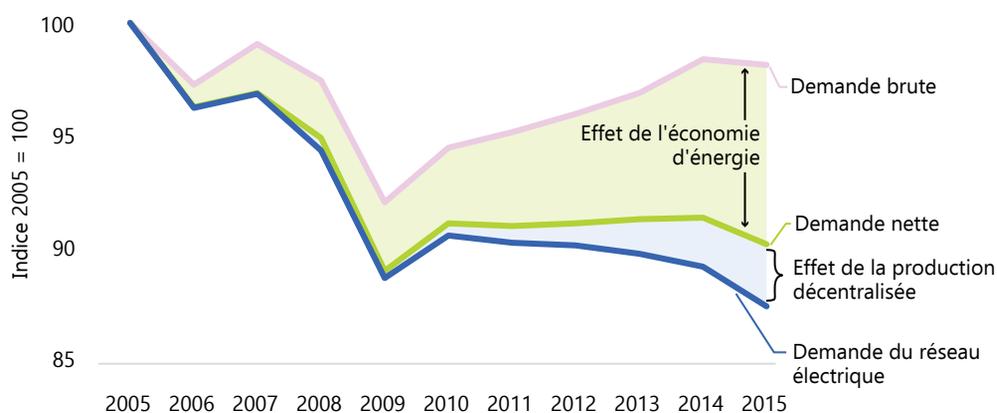
On entend par « risques financiers inhérents au marché » la possibilité d’une conjoncture marquée par une insuffisance de la demande d’électricité ou l’apparition de sources d’énergie moins coûteuses au cours de la durée du Plan de remise en état des centrales nucléaires. Ces risques sont amplifiés par les rouages économiques de la production nucléaire, qui exige des investissements initiaux considérables. En outre, les projections de prix du scénario de référence supposent la répartition des coûts sur une grande quantité d’électricité produite et sur une longue période. Ainsi, il n’est pas toujours rentable de répondre à une insuffisance conjoncturelle de la demande ou à l’apparition de sources d’énergie moins coûteuses par l’arrêt de réacteurs. Le Plan de remise en état des centrales nucléaires représente un engagement à long terme et relativement rigide d’achat d’une production d’électricité de base. Cette rigidité est cependant contrebalancée par des coûts relativement modestes et stables (une fois les centrales remises à neuf), une production fiable et un faible volume d’émissions.

Risque lié à la demande

On entend par « risque lié à la demande » celui d’une demande insuffisante pour la production nucléaire, qui pourrait en entraîner la réduction (interruption à court terme), ou même justifier l’arrêt définitif d’un ou de plusieurs réacteurs. Dans les deux cas, ce sont les usagers qui écoperaient, de même que la province s’il est question de la CND. La SIERE estime à 17 TWh (11 %) la diminution entre 2005 et 2015 de la demande

sur le réseau électrique attribuable aux initiatives d'économie d'énergie et à la croissance de la production décentralisée (Figure 5-2), c'est-à-dire respectivement l'investissement dans des technologies réduisant la consommation d'énergie par personne, et l'électricité produite et consommée localement qui réduit la demande sur le réseau électrique⁸⁷. En Ontario, l'essentiel de la production décentralisée consiste en des installations de production d'énergie solaire ou éolienne à petite échelle, raccordées à un réseau de distribution local.

Figure 5-2 – Effet de l'économie d'énergie et de la production décentralisée sur la demande du réseau électrique



Source : SIERE, Perspectives de planification de l'Ontario (en ligne), 1er septembre 2016 (consulté le 8 septembre 2016), p. 3.

Risque lié à la demande – Court terme

Malgré la réduction de la demande sur le réseau électrique, la puissance installée des installations de production d'électricité qui y sont raccordées a bondi de 20 % environ entre 2005 et 2016⁸⁸. De cette concurrence entre baisse de la demande et hausse de l'offre découle une plus grande fréquence des situations dites de production de base excédentaire. Normalement, la demande d'électricité fluctue tout au long de la journée. Pour ajuster l'offre provinciale à ces fluctuations, la SIERE règle le débit des installations de production d'électricité fonctionnant en suivi de charge, comme les centrales au gaz naturel. Une production de base excédentaire survient lorsque la demande d'électricité passe sous la charge de base fournie par les centrales hydroélectriques, nucléaires et éoliennes de l'Ontario. Ces centrales de base sont conçues pour répondre continuellement à la demande quotidienne minimale, et leur production est tarifée en conséquence.

87 SIERE, *A Progress Report on Contracted Electricity Supply First Quarter 2016* (en ligne), 21 juin 2016 (consulté le 19 août 2016).

88 SIERE, *Perspectives de planification de l'Ontario* (en ligne), 1er septembre 2016 (consulté le 8 septembre 2016), p. 3.

On ne peut stocker qu'un minimum d'électricité. Pour gérer ses surplus, la province doit donc exporter de l'électricité ou interrompre momentanément sa production, deux pratiques potentiellement coûteuses pour les usagers. L'électricité exportée est vendue au tarif horaire de l'énergie en Ontario (THEO), un prix d'équilibre variant au gré de l'offre et de la demande d'électricité. Le surplus d'électricité caractéristique d'une production de base excédentaire fait chuter le THEO, parfois jusqu'à une valeur négative, dans lequel cas la province paie d'autres territoires pour prendre son électricité tout en imposant aux usagers les prix réglementés ou contractuels. Selon le Vérificateur général, 47 % de l'électricité exportée en 2014 provenait d'une production de base excédentaire, et l'exportation d'énergie a coûté près de 3,1 milliards de dollars aux usagers de 2009 à 2014⁸⁹.

Quant aux interruptions temporaires de la production, la centrale nucléaire de Bruce possède la capacité unique (dite « dynamique ») de retrancher 300 MW de la production de chacun de ses réacteurs, soit 2 400 MW au total⁹⁰. Bien que cette capacité apporte une certaine flexibilité d'adaptation au marché, les revenus de Bruce Power sont fonction de sa production réputée⁹¹. Ainsi, lorsque la SIERE limite la production de la centrale nucléaire de Bruce, les usagers doivent tout de même payer Bruce Power pour l'électricité qui aurait autrement été acheminée au réseau⁹².

Risque lié à la demande – Long terme

À long terme, la notion de risque se rapporte aux facteurs comme l'économie d'énergie et la croissance de la production décentralisée, lesquels pourraient conduire à l'arrêt d'un ou de plusieurs réacteurs. En septembre 2016, la SIERE, dans ses Perspectives de planification de l'Ontario sur 20 ans, prévoyait quatre scénarios de demande nette (demande sur le réseau plus production décentralisée) pour l'Ontario : l'un d'entre eux était fondé sur une faible demande; un autre, sur une demande stable; et les deux autres sur une forte demande (Figure 5-3). Les quatre scénarios révèlent une grande incertitude sur le devenir de la demande sur le réseau électrique ontarien : les projections de la demande annuelle d'ici 2035 vont de 133 à 197 TWh (Figure 5-3). Les scénarios de forte demande visaient notamment à refléter le Plan d'action contre le changement climatique adopté en 2016 par la province, lequel promeut l'électrification du chauffage résidentiel et commercial, ainsi que des transports. Selon la SIERE, ces initiatives pourraient provoquer une nette

89 Vérificateur général de l'Ontario, *Planification du réseau d'électricité*, Rapport annuel 2015, Imprimeur de la Reine pour l'Ontario, 2015.

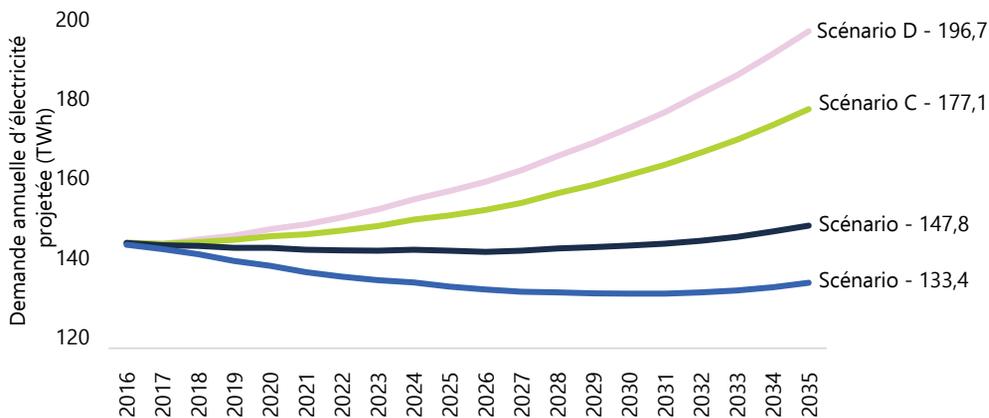
90 La puissance installée totale de la centrale nucléaire de Bruce est de 6 300 MW.

91 Comme le prévoit l'article 6 du contrat de Bruce.

92 OPG gère actuellement les situations de production excédentaire en interrompant à court terme la production de ses centrales hydroélectriques, toutes des centrales de base. Les coûts de ces interruptions sont recouverts auprès des usagers.

augmentation de la demande sur le réseau électrique au cours des 20 prochaines années⁹³.

Figure 5-3 – Prévisions de la SIERE de la demande ontarienne d'électricité de 2016 à 2035



Source : SIERE, Perspectives de planification de l'Ontario (en ligne), 1 septembre 2016 (consulté le 8 septembre 2016), p. 3.

Le Plan de remise en état des centrales nucléaires va bien au-delà de l'horizon de planification actuel de la SIERE. Une fois les projets de remise en état achevés, les centrales nucléaires de Bruce et de Darlington produiront ensemble quelque 75 TWh par année, ce qui, d'ici 2035, représenterait environ 38 % de la demande d'électricité dans le scénario de forte demande (« scénario D »), et 56 % dans le scénario de faible demande (« scénario A »). La province dispose par ailleurs d'environ 30 TWh en production hydroélectrique annuelle de base, source plus économique que le nucléaire⁹⁴. Enfin, la baisse des prix des énergies solaire et éolienne et du stockage de l'électricité (batteries) est susceptible d'accélérer la croissance de la production décentralisée⁹⁵.

En somme, la combinaison d'une faible demande d'électricité (scénario A) et de la proportion croissante de cette demande qui est comblée par la production décentralisée risque d'entraîner davantage d'exportations forcées d'électricité, d'interruptions à court terme de la production nucléaire, et pourrait même conduire à l'arrêt d'un ou de plusieurs réacteurs pour cause d'insuffisance de la demande sur le réseau électrique.

93 Gouvernement de l'Ontario, *Plan d'action contre le changement climatique*, 8 juin 2016. Les projections de la SIERE se rapportant à la demande d'électricité s'arrêtent à 2035.

94 En 2016, les centrales hydroélectriques réglementées d'OPG ont produit 29,5 TWh au prix de 43,39 \$/MWh (en dollars de 2016). Source : Rapport annuel 2016 d'OPG.

95 Analyse par le BRF du *Plan énergétique à long terme de l'Ontario* du ministère de l'Énergie de l'Ontario (en ligne), octobre 2017 (consulté le 26 octobre 2017).

Tableau 5-6 – Synthèse des risques liés à la demande

	Usagers	Province
Exposition au risque lié à la demande – Bruce Power	Assument les risques d’une production réduite ou excédentaire, et de hausse du prix du nucléaire en cas d’arrêt d’un réacteur.	S.O.
Exposition au risque lié à la demande – OPG	Assument les risques d’une production réduite ou excédentaire, et de hausse du prix du nucléaire en cas d’arrêt d’un réacteur.	Assume le risque d’une baisse du bénéfice net d’OPG découlant de l’arrêt d’un réacteur ou d’une réduction de la production.

Atténuation des risques liés à la demande

Le BRF a relevé un certain nombre de facteurs d’atténuation de ces risques, qui agissent tantôt sur la demande, tantôt sur l’offre. Les facteurs agissant sur la demande pourraient augmenter cette dernière sur le réseau électrique et amortir l’effet de ses variations (Tableau 5-7).

Tableau 5-7 – Facteurs d’atténuation agissant sur la demande

Mitigation	Description
Électrification	La province, dans son Plan d’action contre le changement climatique, promeut l’électrification, ce qui tendrait à augmenter la demande d’électricité. L’électrification du chauffage et des transports présente un fort potentiel d’accroissement de la demande. En effet, 62 % de l’énergie (électricité ou autre) utilisée par les foyers ontariens pour le chauffage résidentiel et la cuisson provient du gaz naturel*. *Ressources naturelles Canada, Les ménages et l’environnement : utilisation de l’énergie (en ligne), 2011 (consulté en ligne le 3 janvier 2017).
Réaction de la demande	La SIERE met de l’avant des initiatives de réponse à la demande visant à amortir l’effet des variations de la demande en incitant les consommateurs à déplacer leur consommation d’électricité aux heures creuses. La demande minimale quotidienne devrait alors augmenter, ce qui raréfierait les situations de production de base excédentaire.
Exportation	Bien que l’exportation forcée ne soit pas un moyen économique de gérer un surplus de production, l’exportation planifiée d’électricité, elle, pourrait l’être.
Encadrement réglementaire	Le présent rapport suppose la pérennité du cadre législatif et réglementaire actuel de l’Ontario régissant la production, le transport, la distribution, l’importation et l’exportation d’électricité sur toute la durée du Plan. La province peut réglementer pour freiner la croissance de la production décentralisée et protéger le flux de rentrées provenant de ses actifs nucléaires.

Les facteurs d’atténuation agissant sur l’offre pourraient réduire l’offre totale d’électricité en Ontario (Tableau 5-8).

Risque lié au coût d’option

On entend par coût d’option la valeur des bénéfices que l’on perd en abandonnant une option au profit d’une autre. En choisissant de remettre des réacteurs nucléaires en état, la province s’engage effectivement dans la voie du nucléaire pour subvenir

Tableau 5-8 – Facteurs d’atténuation agissant sur l’offre

Facteur	Description
Déclin programmé de la production nucléaire	<p>Le marché perdra 20 TWh de production de base annuelle d’ici 2024 en raison de la fermeture de la centrale nucléaire de Pickering, après quoi les interruptions à court terme et les situations de production de base excédentaire devraient être beaucoup moins fréquentes, toutes choses étant égales par ailleurs.</p> <p>À long terme, l’arrêt graduel des réacteurs remis à neuf, à commencer par Bruce 1 et 2 en 2043, atténuera les risques liés à la demande.</p>
Flexibilité du marché de l’énergie non nucléaire	<p>Malgré la rigidité du nucléaire, la province, dans son Plan énergétique à long terme 2017, a priorisé la flexibilisation des autres secteurs du marché pour pouvoir faire face à des scénarios de faible comme de forte demande. Même si un scénario de faible demande se matérialise, plusieurs contrats de production d’énergie non nucléaire doivent expirer d’ici 2035.</p>
Portes de sortie	<p>Le contrat de Bruce Power prévoit des clauses financières dites de « porte de sortie », que la SIERE peut exercer avant la réfection de l’unité 4 (en 2024) ou de l’unité 7 (en 2027) pour annuler les travaux si les conditions du marché changent. De même, la province peut invoquer les fluctuations du marché pour mettre fin à quelque remise en état que ce soit au sein de la centrale de Darlington. Ces clauses pourraient s’avérer fort précieuses dans un scénario de faible demande.</p>

à une grande partie de ses besoins énergétiques de 2016 à 2064. Elle limite ainsi sa capacité de diversifier sa production d’électricité advenant l’apparition de nouvelles sources d’énergie permettant de desservir l’ensemble du réseau à moindre coût, et ce, sur toute la durée du Plan de remise en état des centrales nucléaires. Dans ce cas, le coût d’option correspond aux économies qu’aurait permises l’adoption de ces nouvelles sources à faible émission et à moindre coût.

On entend par « risque lié au coût d’option » la possibilité que le coût de renonciation à la capacité de diversification excède les bénéfices de la remise en état des réacteurs nucléaires. Trois facteurs clés influencent l’intensité du risque :

- Le coût du nucléaire après les travaux de remise en état, dont les risques sont abordés dans l’analyse des risques financiers internes.
- Les coûts actuels et projetés des autres formes de production d’électricité.
- Les politiques provinciales de tarification des émissions de carbone et de production d’électricité à partir de combustibles fossiles.

Deux des principaux avantages de l’énergie nucléaire sont qu’elle est relativement peu coûteuse à produire et qu’elle dégage très peu de gaz à effet de serre. D’autres portefeuilles de production pourraient remplacer le nucléaire. Toutefois, aucun ne permettrait une production de base d’électricité à un coût et un taux d’émissions comparables à ceux prévus dans le scénario de référence (voir l’annexe C pour une analyse détaillée des autres formes de production).

Le BRF présume que la province ne fermera pas d'unités de la centrale nucléaire de Bruce après l'expiration des portes de sortie prévues au contrat de Bruce en 2027, et ce malgré l'apparition de formes d'énergie moins coûteuses. Par conséquent, une fois les réacteurs remis en état, les usagers assumeront l'entièreté du risque lié au coût d'option.

Le risque se rattachant à la centrale nucléaire de Darlington est assumé tant par les usagers que par la province. Comme il est mentionné ci-dessus, l'arrêt d'un seul réacteur hausserait probablement le prix de l'électricité produite par les réacteurs restants, ce qui minerait en partie l'avantage de basculer vers des sources d'énergie moins coûteuses. Fermer la centrale de Darlington saperait également cet avantage, puisque les dépenses en capital seraient alors réparties sur moins de temps. Quoi qu'il en soit, l'arrêt d'un ou de plusieurs réacteurs se traduirait par un manque à gagner pour la province, mais poursuivre l'exploitation de la centrale de Darlington malgré la disponibilité de sources d'énergie moins coûteuses priverait les usagers des avantages offerts par ces sources.

Tableau 5-9 – Synthèse des risques liés au coût d'option

	Usagers	Province
Exposition au risque lié au coût d'option – Bruce Power	Assument la totalité du risque, dès la réactivation des réacteurs.	S.O.
Exposition au risque lié au coût d'option – OPG	Assument le risque de ne pas bénéficier de sources d'énergie moins coûteuses, ou encore de moins en bénéficier en cas d'arrêt d'un réacteur.	Assume le risque d'une baisse du bénéfice net d'OPG en cas d'arrêt d'un réacteur.

Atténuation des risques liés au coût d'option

Les clauses d'annulation (portes de sortie) du contrat de Bruce Power atténuent en quelque sorte les risques liés au coût d'option en permettant à la SIERE d'annuler les travaux de remise en état s'il se présente une option « plus économique⁹⁶ ». Ces clauses expirent avant la réfection des réacteurs trois et cinq, soit respectivement en 2024 et en 2027. La SIERE, qui aura alors des estimations de coûts couvrant toute la portée de la réfection de plusieurs réacteurs de la centrale nucléaire de Bruce, pourra prendre une décision éclairée en comparant son estimation plus précise du prix du nucléaire aux options qui seront disponibles à ce moment. De même, la faculté de la province de mettre fin à toute réfection au sein de la centrale nucléaire de Darlington lui permettra de bien peser ses décisions.

⁹⁶ Contrat de Bruce Power, article 9.2.

6

CONCLUSION

Le présent rapport avait pour objet d'examiner l'effet du Plan de remise en état des centrales nucléaires sur les usagers et sur la province, et d'établir la répartition du risque financier entre les usagers, la province, Ontario Power Generation (OPG) et Bruce Power.

Le BRF estime que le plan du scénario de référence conduira à l'utilisation de l'énergie nucléaire pour combler une part importante de la demande ontarienne d'électricité de 2016 à 2064, à un prix moyen de 80,7 \$/MWh. Cependant, l'influence du Plan sur le prix de l'électricité suivra la fluctuation du prix du nucléaire et de la production nucléaire sur toute la durée du Plan. Globalement, malgré la hausse du prix du nucléaire à court terme, le plan du scénario de référence devrait garantir à long terme un approvisionnement en électricité à un prix et à un taux d'émission relativement faibles.

Le plan du scénario de référence influencera aussi la situation financière de la province, puisqu'elle est propriétaire d'OPG. En conséquence, toute hausse ou baisse du rendement des capitaux propres généré par la production nucléaire se reflétera donc dans les finances de la province.

Le BRF a analysé la répartition entre les usagers et la province de quatre risques clés pour le Plan. Les risques inhérents au plan ont trait aux coûts des travaux de remise en état et au rendement des centrales.

L'exposition des usagers à une hausse des coûts de remise en état de la centrale nucléaire de Bruce est atténuée par les portes de sortie prévues au contrat de Bruce Power et par le mécanisme de fixation du prix du nucléaire, qui transfère à la société

le risque de dépassement de coûts 12 mois avant le début de chaque réfection. Pour la centrale de Darlington, ce risque est atténué par la supervision d'OEB et par le pouvoir du ministère de l'Énergie de mettre fin à des travaux de remise en état. Toutefois, OPG est la propriété exclusive de l'Ontario : tout risque que lui transfèrent les usagers est donc de facto assumé par la province.

Le BRF estime qu'une augmentation de 30 % des coûts de remise en état de l'ensemble des réacteurs de Bruce Power et d'OPG hausserait le prix moyen du nucléaire de 5,4 %; une augmentation de 50 % l'augmenterait de 8,9 %. Par ailleurs, en raison d'économies d'échelle au sein des centrales nucléaires et du coût des autres formes d'énergie, le BRF prévoit qu'il ne serait rentable de se prévaloir d'une porte de sortie qu'en cas d'augmentation très marquée des coûts de remise en état, ce qui limite l'utilité de ces clauses.

On entend par risque lié au rendement des centrales celui d'une production nucléaire inférieure ou plus chère à l'issue des travaux que ce que prévoit le plan du scénario de référence. Le contrat de Bruce Power transfère la plupart de ces risques à Bruce Power. Les tarifs d'OPG, que fixe la CEO par incréments quinquennaux, ont pour effet de transférer la plupart des risques liés au rendement des centrales à OPG, donc à la province, pour ces périodes de cinq ans.

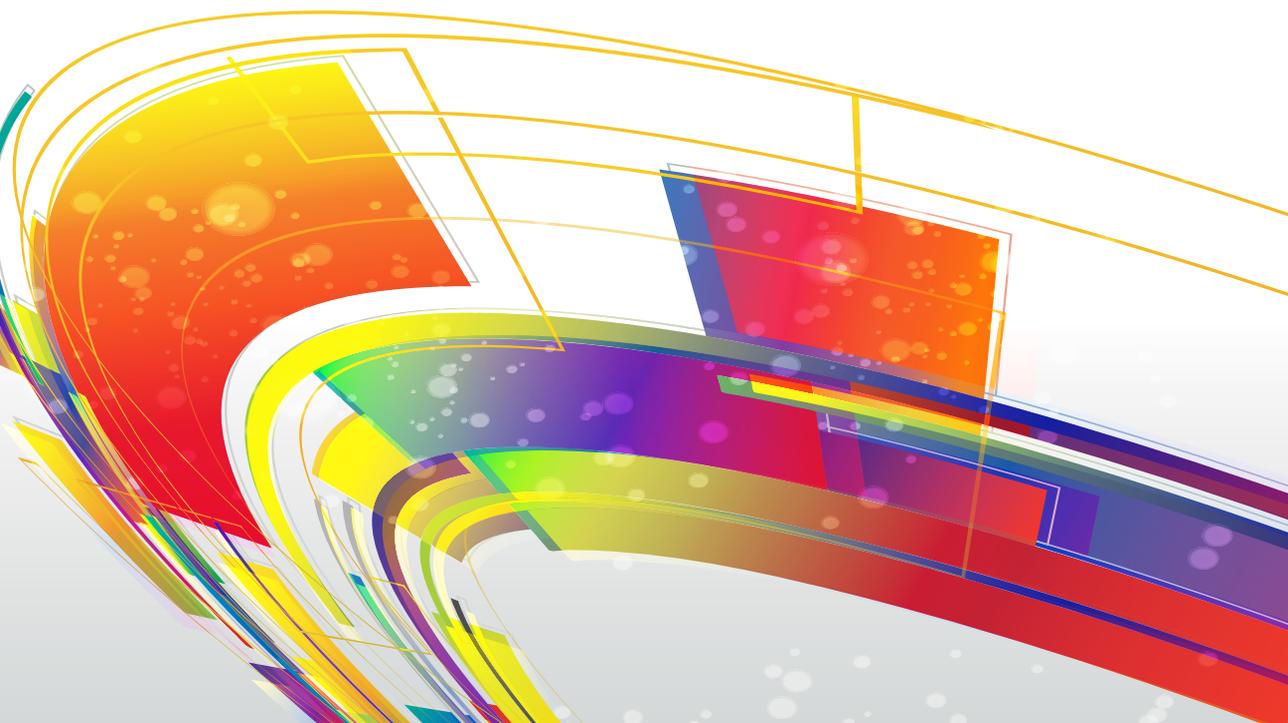
Le BRF a analysé deux risques financiers du marché : ceux liés à la demande et au coût d'option. On entend par risque lié à la demande celui d'une demande insuffisante d'énergie nucléaire, que ce soit en raison d'une production de base excédentaire ou d'une réduction de la demande sur le réseau électrique due à une économie d'énergie et une production décentralisée accrues. On entend par risque lié au coût d'option celui que l'engagement à long terme de la province envers la production nucléaire l'empêche de tirer profit des sources d'énergie à coût moindre et à faible taux d'émissions qui pourraient apparaître au cours de la durée du Plan.

Ces deux risques sont amplifiés par les particularités de la production nucléaire. Celle-ci doit en effet faire l'objet d'un engagement à long terme pour que puissent être récupérés les investissements en capital qu'elle requiert. Qui plus est, elle ne fonctionne pas en suivi de charge : il n'est pas rentable de la moduler au gré des fluctuations de la demande. Par conséquent, l'interruption à court terme ou l'abandon de la production nucléaire pourrait affecter les usagers et la province.

Le BRF a recensé un certain nombre de facteurs susceptibles d'atténuer les risques liés à la demande, lesquels agissent tant sur la demande que sur l'offre. Du côté de

la demande, la croissance de l'électrification dans le cadre du Plan d'action contre les changements climatiques, la prise de mesures pour modérer les fluctuations de la demande, l'exportation planifiée d'électricité et une intervention réglementaire pourraient toutes contribuer à la suffisance de la demande d'énergie nucléaire. Sur le plan de l'offre, la fermeture planifiée de la centrale nucléaire de Pickering d'ici 2024, l'arrêt graduel des réacteurs à compter de 2043, les clauses d'annulation des travaux de remise en état et la flexibilité d'autres secteurs du marché de l'électricité pourraient aussi contribuer à atténuer les risques liés à la demande.

Enfin, il n'existe en 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. Dans la mesure où apparaîtront d'autres sources d'énergie au cours de la durée du Plan, le risque lié au coût d'option sera en quelque sorte atténué par les portes de sortie prévues au contrat de Bruce Power et par le pouvoir de la province de mettre fin au projet de réfection de la centrale de Darlington.



7

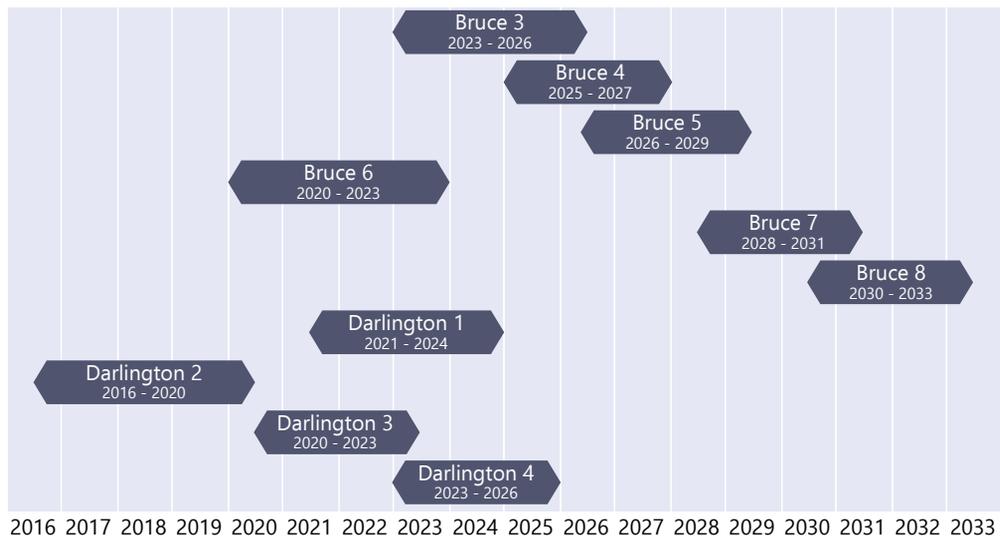
ANNEXES

A: Calendrier d'ensemble du Plan de remise en état des centrales nucléaires

Calendrier

Le Plan prévoit la réfection consécutive des réacteurs de chaque centrale. La première, celle du réacteur Darlington 2, a débuté en 2016; la dernière, visant le réacteur Bruce 8, doit être achevée en 2033 (Figure 7-1).

Figure 7-1 – Calendrier du Plan de remise en état des centrales nucléaires



N.B. : Les travaux portant sur les réacteurs Darlington 2 et 3 ne se chevaucheront pas.

Source : Analyse par le BRF du contrat de Bruce Power et du dossier EB-2016-0152 de la CEO.

Les centrales nucléaires de l'Ontario

Les trois centrales nucléaires de l'Ontario ont fourni entre 56 à 62 % de son approvisionnement annuel en électricité au cours des cinq dernières années, et représentent 36 % de sa puissance génératrice installée (Tableau 7-1)⁹⁷.

Tableau 7-1 – Centrales nucléaires de l'Ontario

Centrale nucléaire	Puissance génératrice installée		Production d'électricité (2015)	
	MW	Part du total ontarien	TWh	Part du total ontarien
Pickering A (2 réacteurs) et B (4 réacteurs) 	3 094 (net)* 3 244 (brut)	8,6 %	21,3	13,9 %
Darlington (4 réacteurs) 	3 512 (net) 3 740 (brut)	9,7 %	23,3	15,1 %
Bruce A (4 réacteurs) et B (4 réacteurs) 	6 300** (net) 6 610 (brut)	17,5 %	47,6	31 %
Total	12 906	35,8 %	92,2	60 %

Source : www.opg.com, www.brucepower.com et le Groupe des propriétaires de CANDU.

* La puissance brute dépasse la puissance nette en raison de la consommation d'électricité des centrales.

** Dans des conditions idéales, la centrale nucléaire de Bruce peut produire 6 400 MW.

Les trois centrales utilisent des réacteurs CANDU⁹⁸, conçus pour être remis en état après environ 30 ans. Ces travaux, qui comprennent le remplacement de

97 SIERE, *Power Supply Data* (en ligne), sans date (consulté le 31 août 2016). N.B. : Les installations de Bruce Power et de Pickering sont chacune dotées de deux centrales séparées. Ainsi, la centrale nucléaire de Bruce se compose notamment des centrales Bruce A et Bruce B, lesquelles sont collectivement désignées « centrale nucléaire de Bruce » dans le présent rapport. De même, la centrale nucléaire de Pickering se compose notamment des centrales Pickering A et Pickering B, lesquelles sont collectivement désignées « centrale nucléaire de Pickering » (CNP) dans le présent rapport.

98 CANDU, acronyme de CANadian Deuterium Uranium, est le nom d'un réacteur conçu par un consortium canadien.

composantes à durée de vie limitée, devraient en prolonger la durée de vie utile de 30 à 35 ans⁹⁹. Les quatre réacteurs de Bruce B et les quatre réacteurs de la centrale de Darlington ont été mis en service entre 1984 et 1993; ils atteindront 30 ans d'exploitation entre 2014 et 2023. Les deux réacteurs de Bruce A, Bruce 1 et 2, ont été remis en état entre 2005 et 2012. Bruce 3 et 4 ont atteint leurs 30 années de service en 2008 et en 2009, mais avaient été mis hors service en 1998 pour environ six ans. La centrale nucléaire de Pickering, qui a actuellement six réacteurs en service, devait être fermée en 2020, mais des travaux y sont effectués pour prolonger la vie utile de ses deux réacteurs jusqu'en 2022 et en 2024, respectivement (Tableau 7-2)¹⁰⁰.

Tableau 7-2 – Échéances pour les centrales nucléaires de l'Ontario

Réacteur	Capacité (en MW)	En exploitation depuis	État
Darlington 1	881	1992	Réfection de 2021 à 2024. Fin de vie utile en 2054
Darlington 2	881	1990	Réfection de 2016 à 2020. Fin de vie utile en 2050
Darlington 3	881	1993	Réfection de 2020 à 2023. Fin de vie utile en 2053
Darlington 4	881	1993	Réfection de 2023 à 2026. Fin de vie utile en 2055
Bruce A 1	772	1977	Réfection terminée en 2012. Fin de vie utile en 2043
Bruce A 2	772	1977	Réfection terminée en 2012. Fin de vie utile en 2043
Bruce A 3	730	1978	Réfection de 2023 à 2026. Fin de vie utile en 2055
Bruce A 4	730	1979	Réfection de 2025 à 2027. Fin de vie utile en 2057
Bruce B 5	817	1985	Réfection de 2026 à 2029. Fin de vie utile en 2059
Bruce B 6	817	1984	Réfection de 2020 à 2023. Fin de vie utile en 2053
Bruce B 7	817	1986	Réfection de 2028 à 2031. Fin de vie utile en 2061
Bruce B 8	817	1987	Réfection de 2030 à 2033. Fin de vie utile en 2063
Pickering A 1	515	1971	Travaux de prolongation de la durée de vie en cours. Fin de vie utile en 2022
Pickering A 2	515	1971	Hors service depuis 1997
Pickering A 3	515	1972	Hors service depuis 1997
Pickering A 4	515	1973	Travaux de prolongation de la durée de vie en cours. Fin de vie utile en 2022
Pickering B 5	516	1983	Travaux de prolongation de la durée de vie en cours. Fin de vie utile en 2024
Pickering B 6	516	1984	Travaux de prolongation de durée de vie en cours. Fin de vie utile en 2024
Pickering B 7	516	1985	Travaux de prolongation de la durée de vie en cours. Fin de vie utile en 2024
Pickering B 8	516	1986	Travaux de prolongation de la durée de vie en cours. Fin de vie utile en 2024

Source : Société Nucléaire Canadienne.

⁹⁹ Pièce D2-2-1 du dossier EB 2013-0321 de la Commission de l'énergie de l'Ontario, p. 1.

¹⁰⁰ Gouvernement de l'Ontario, *L'Ontario lance la remise en état de la centrale nucléaire de Darlington et prolonge l'exploitation de la centrale de Pickering jusqu'en 2024* (en ligne), ministère de l'Énergie, 11 janvier 2016 (consulté le 8 mars 2016).

B: Détails de la fixation des prix

La présente annexe donne de plus amples renseignements sur les mécanismes de fixation des prix du nucléaire de Bruce Power et d'OPG.

Ontario Power Generation

Prix projetés

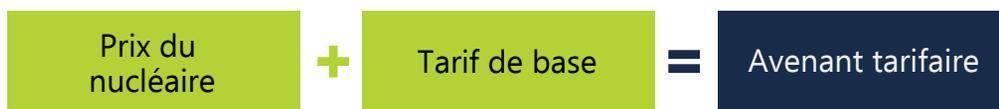
Sur la durée du Plan, le BRF projette un prix du nucléaire moyen de 80,7 \$/MWh pour OPG, ce qui tient compte de la production de la centrale nucléaire de Pickering et de celle de Darlington avant sa réfection. Au cours des travaux de remise en état (de 2016 à 2026), OPG prévoit une hausse du prix du nucléaire pour deux raisons : premièrement, parce que sa production sera affectée par l'arrêt temporaire des réacteurs de Darlington; deuxièmement, parce que l'ajout à la base tarifaire en 2020 de la première unité remise à neuf (valeur de 4,8 milliards de dollars) fera croître les besoins en revenus¹⁰¹.

Pour réduire la volatilité du prix du nucléaire durant la remise en état de Darlington, OPG nivellera ses tarifs (le « nivellement des tarifs ») en reportant certains des revenus qu'elle aura générés au cours des travaux pour les récupérer avec intérêts après leur conclusion¹⁰².

Fixation des prix

Le prix du nucléaire d'OPG¹⁰³ (appelé *Nuclear Payment Amount* par la CEO) a deux composantes : un tarif de base et un avenant tarifaire. Les coûts prévus des travaux de remise en état seront intégrés à ce tarif de base.

Figure 7-2 : Calcul du prix (tarif) du nucléaire d'OPG



Source : Bureau de la responsabilité financière de l'Ontario.

Les paragraphes qui suivent présentent en détail le calcul du tarif de base et de l'avenant tarifaire.

¹⁰¹ Pièce D2-2-1 du dossier EB-2016-0152 de la Commission de l'énergie de l'Ontario

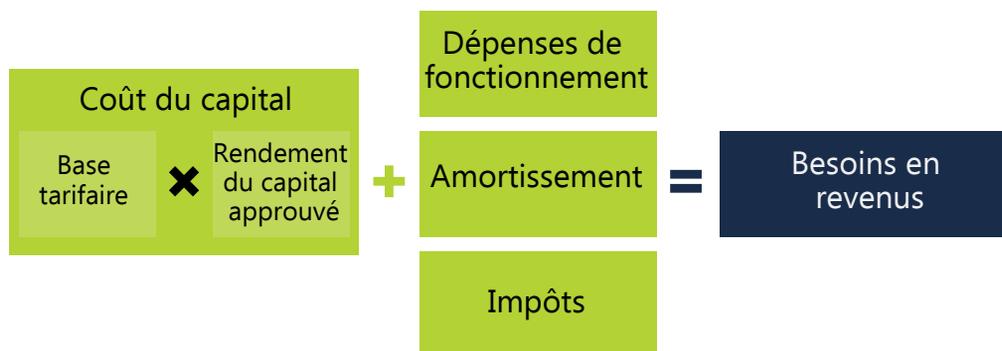
¹⁰² Le nivellement des tarifs est obligatoire en vertu du paragraphe 6(2) du Règlement de l'Ontario 53/05. La méthode de nivellement de la Commission de l'énergie de l'Ontario n'était toutefois pas au point en date de la rédaction du présent rapport.

¹⁰³ Le prix que paient les usagers à OPG pour l'électricité produite par ses centrales nucléaires.

Tarif de base du nucléaire

Le tarif de base du nucléaire combine deux estimations : les besoins en revenus et la production nucléaire d'OPG. Les besoins en revenus correspondent au montant estimatif total des dépenses d'OPG, plus un taux de rendement du capital (c.-à-d. sur le coût du capital). La production nucléaire d'OPG désigne la production d'électricité estimative de ses centrales nucléaires. Le coût du capital désigne le coût du financement des actifs de production nucléaire; il est le produit du tarif de base du nucléaire (« éléments d'actif nucléaires d'OPG ») et du rendement du capital approuvés par la CEO. Au coût du capital s'ajoutent les dépenses d'exploitation, l'amortissement (constatation de l'usure des immobilisations d'OPG), et l'impôt. Ces éléments s'additionnent aux besoins en revenus relatifs à la production nucléaire d'OPG qui, divisés par cette production, donnent le tarif de base du nucléaire (Figure 7-3).

Figure 7-3 – Calcul des besoins en revenus d'OPG



Source : Bureau de la responsabilité financière de l'Ontario.

Le Table 7-3 présente le calcul du tarif de base du nucléaire pour 2014 et 2015.

Table 7-3 – Calcul du tarif de base du nucléaire d'OPG

Description	2014	2015	Total
Coût du capital (M\$)	233,5	231,4	464,9
Dépenses d'exploitation (M\$)	2 293	2 367	4 660
Amortissement (M\$)	274	289	562
Impôt sur le revenu (M\$)	-9	-9	-19
Besoins en revenus (M\$)	2 790	2 878	5 668
Production approuvée (TWh)	49	46,6	95,6
Tarif de base du nucléaire (\$/MWh)	56,95	61,75	59,29

Source : Analyse par le BRF du dossier EB-2013-0321 de la CEO.

Avenants tarifaires portant sur la production nucléaire

Les avenants tarifaires sont l'autre composante du tarif qu'OPG impose aux usagers pour sa production nucléaire. Ils lui permettent de recouvrer les soldes dans les comptes d'écart et de report approuvés par la CEO. Ces comptes ont pour objet de rendre compte des écarts entre les revenus approuvés et réels d'OPG, qu'il regroupe en de nombreuses catégories et inscrit comme actifs ou passifs dans son bilan. Par ailleurs, OPG demande périodiquement à la CEO de liquider les soldes ainsi occasionnés¹⁰⁴.

Lorsque les coûts en capital des travaux de remise en état diffèrent du financement qui leur est alloué, l'OPG comptabilisera la différence à titre d'actif ou de passif. Si les coûts des travaux dépassent le financement demandé par OPG, celle-ci, avec le consentement de la CEO, comptabilisera un montant à titre d'actif dans un compte nommé « compte d'écart de remise en état de la capacité » et, une fois approuvé par la CEO, celui-ci sera appliqué au tarif en tant qu'avenant tarifaire.

En octobre 2015, la CEO a approuvé le recouvrement de soldes de 13 comptes d'écart et de report totalisant 1 558 millions de dollars, 777,1 millions devant être recouverts dans la période de 18 mois entre juillet 2015 et décembre 2016. L'avenant tarifaire, fixé à 10,84 \$/MWh en prévision d'une production approuvée de 71,7 TWh (Tableau 7-4), avait été approuvé en octobre; il a donc été majoré au prorata, à 13,01 \$/MWh, pour compenser les montants non recouverts de juillet à septembre 2015.

La somme du tarif de base de 59,29 \$/MWh et de l'avenant tarifaire de 13,01 \$/MWh représente le prix du nucléaire d'OPG pour 2016, soit 72,30 \$/MWh.

Tableau 7-4 – Calcul de l'avenant tarifaire

Compte	Recouvrement approuvé (M\$)	Période de recouvrement (mois)	Montant recouvert de juillet 2015 à décembre 2016 (M\$)
Report des passifs nucléaires	285,7	18	285,7
Écarts relatifs à l'aménagement d'installations nucléaires	2,3	18	2,3
Écarts des revenus nets tirés des services auxiliaires (nucléaire)	1,7	18	1,7
Écarts de remise en état de la capacité (nucléaire) – Portion autre qu'en capital	7,6	18	7,6
Écarts de remise en état de la capacité (nucléaire) – Portion en capital	1,3	18	1,3

¹⁰⁴ Le compte d'écart de remise en état de la capacité est un bon exemple. Il rend compte des différences entre les coûts en capital réels et les engagements financiers fermes visant à augmenter le rendement d'une installation de production, à la remettre en état ou à en augmenter la puissance électrique produite.

Écarts des revenus nets de location des centrales Bruce – sous-compte pour les instruments dérivés	153,8		53,7
Écarts des revenus nets de location des centrales Bruce – sous-compte pour les dérivés (dossier EB-2012-0002)	37,3	18	37,3
Écart des revenus nets de location des centrales Bruce – sous-compte pour les dérivés – ajouts postérieurs à 2012	123,8	18	123,8
Écarts des impôts sur les bénéfices et autres impôts et taxes (nucléaire)	-13,2	18	-13,2
Écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite (nucléaire) – à venir (solde au 31 décembre 2012)	214,7	120	42,9
Écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite (nucléaire) – ajouts postérieurs à 2012	678,6	72	169,6
Écarts de l'amortissement liés à la prolongation de la durée de vie de la centrale nucléaire de Pickering	7,8	18	7,8
Écarts et reports relatifs aux montants recouverts en trop et aux sous-recouvrements	56,4	18	56,4
Total	1 557,8		777,1
Production nucléaire approuvée pour 18 mois			71,7 TWh
Avenant tarifaire			10,84/MWh

Bruce Power

Prix projetés

Le 3 décembre 2015, Bruce Power et la SIERE ont conclu un contrat portant sur la remise en état de six réacteurs de la centrale nucléaire de Bruce. En contrepartie de ces travaux, Bruce Power peut vendre l'électricité produite par la centrale à un prix fixé conformément au contrat de Bruce Power (le « prix du nucléaire de Bruce ») jusqu'en 2064.

Le contrat de Bruce Power a pris effet le 1^{er} janvier 2016, date où le prix du nucléaire a été fixé à 65,7 \$/MWh¹⁰⁵. Ni Bruce Power ni la SIERE n'a dévoilé de projections annuelles pour ce prix. Le BRF doit donc en calculer la moyenne sur toute la durée dudit contrat; il l'établit à 80,6 \$/MWh. Ce prix estimatif comprend les réacteurs 1 et 2 de la centrale nucléaire de Bruce, qui ont été remis à neuf dans le cadre d'une entente antérieure¹⁰⁶.

Fixation des prix

Bruce Power vend son électricité sur le marché au THEO, et est rémunérée chaque mois à concurrence de l'écart entre ce dernier et le prix prévu au contrat pour chaque mégawattheure produit.

Ce paiement mensuel correspond à la différence entre le prix prévu au contrat et le

¹⁰⁵ Valeur nominale.

¹⁰⁶ Bruce Power, *Amended Agreement Secures Bruce Power's Role in Long-Term Energy Plan* (en ligne), 3 décembre 2015 (consulté le 4 août 2016). Ce prix est converti de 77 \$/MWh en dollars de 2015.

THEO, tous deux multipliés par le rendement horaire en électricité. Le résultat, s'il est positif, est appelé « paiement de soutien conditionnel »; s'il est négatif, il est appelé « paiement de partage des revenus ». Au début de 2016, le prix contractuel s'élevait à 56,4 \$/MWh (en dollars de 2016).

$$\text{Paiement mensuel} = \sum_{H=1}^{H=n_m} RE_H \times PPC_H - \sum_{H=1}^{H=n_m} RE_H \times THEO_H$$

En outre, Bruce Power est rémunérée pour sa capacité « dynamique », soit sa faculté de ralentir la production de sa centrale en réponse à une offre excédentaire sur le marché, comme expliqué au chapitre 5. Le paiement pour cette capacité dynamique (CD) correspond au produit des frais qui s'y rattachent et du rendement horaire. Ces frais étaient de 1,33 \$/MWh au début de 2016.

$$\text{Paiement pour la capacité dynamique} = \sum_{H=1}^{H=n_m} RE_H \times FCD_m$$

Enfin, la SIERE rembourse à Bruce Power les coûts du combustible mentionnés au chapitre 5.

La somme du prix prévu au contrat (56,4 \$/MWh), des frais pour la CD (1,33 \$/MWh) et des coûts du combustible (8 \$/MWh) représente le prix du nucléaire de Bruce Power pour 2016, soit 65,7 \$/MWh¹⁰⁷.

Ajustements de prix

Conformément à la pièce 4.4 du contrat de Bruce Power, le prix prévu au contrat peut varier en fonction des ajustements annuels suivants :

- L'inflation : une portion du prix prévu au contrat et des frais de CD est ajustée en fonction de la variation annuelle en pourcentage de l'IPC.
- Les salaires : une portion du prix prévu au contrat est ajustée en fonction de la hausse des salaires¹⁰⁸.
- Les coûts du combustible, établis mensuellement.

C: Autres formes de production

La présente section présente l'analyse de formes de production d'électricité qui pourraient remplacer le Plan de remise en état des centrales nucléaires.

¹⁰⁷ Prix au 1^{er} janvier 2016.

¹⁰⁸ L'ajustement se fonde sur le *Wage Rate Escalator* défini au contrat de Bruce Power comme étant l'indice de *l'Enquête sur l'emploi, la rémunération et les heures de travail* (EERH), menée par Statistique Canada auprès de la population active de partout au Canada. L'EERH tient compte des heures supplémentaires et vise l'ensemble des industries sauf les entreprises non classifiées.

Aperçu et approche

La SIERE évalue les autres formes de production principalement en fonction de leurs coûts et de leurs taux d'émissions. Bien que chacune soit abordée séparément, remplacer la production nucléaire nécessiterait probablement une combinaison d'entre elles. Parmi les formes actuellement disponibles, on compte :

- la production au gaz naturel;
- les énergies renouvelables (hydroélectrique, solaire et éolienne);
- l'importation;
- l'économie et le stockage de l'énergie, et réaction à la demande.

Tableau 7-5 – Coût unitaire moyen de l'énergie pour la nouvelle capacité

Source	CUME (dollars de 2016/MWh)	Délai de construction
Production nucléaire		
Nouvelle production d'envergure	120 \$	10 ans
Darlington post-remise en état*	82 \$	
Prix du contrat de Bruce Power post-remise en état**	78 \$	
Production au gaz naturel		
Production de base au gaz naturel (TGCC)***	60-110 \$	
Production d'énergie renouvelable		
Hydroélectricité	140 \$	10 ans
Éolien	86 \$	3 ans
Solaire (photovoltaïque)	140-290 \$	3 ans
Bioénergie	164 \$	3 ans
Importation		
Importation ferme (moins de 1 250 MW)	120 \$	5 ans
Importation ferme (jusqu'à 3 300 MW)	160 \$	10 ans

Source : Analyse par le BRF des Perspectives de planification de l'Ontariode la SIERE et de la demande tarifaire EB-2016-0512.

* Le CUME de la centrale nucléaire de Darlington, tiré de la pièce D2-2-8 du dossier EB-2016-0152 et converti en dollars de 2016 \$. Les coûts irrécupérables ne sont pas pris en compte. Ce CUME serait appelé à chuter par la suite.

** Le prix du contrat de Bruce Power n'est pas un CUME.

*** Estimation du BRF.

La SIERE et OPG comparent différentes technologies de production d'électricité à l'aide du coût unitaire moyen de l'énergie (CUME). Celui-ci représente le coût réel indexé par MWh, qui tient compte de tous les coûts de construction, d'exploitation,

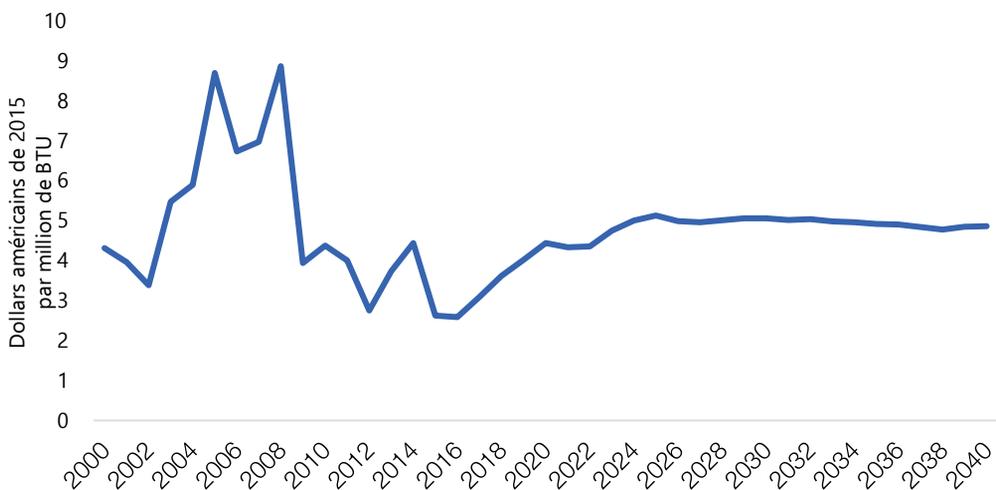
de déclassement et de financement ainsi que de la charge d'impôts¹⁰⁹. Bien que le CUME constitue une bonne base de comparaison, il ne donne pas nécessairement une idée juste des prix de l'électricité. Le Tableau 7-5 présente les CUME estimatifs pour la nouvelle capacité issue de diverses sources.

Les sections suivantes présentent l'analyse de chaque option; la dernière, celle des options d'économie et de stockage de l'énergie et de réponse à la demande.

Production au gaz naturel

Selon les analyses du BRF, la production de base d'électricité à partir du gaz naturel (c.-à-d. par turbine à gaz à cycle combiné [TGCC]), est moins coûteuse à court terme que celle des centrales nucléaires remises à neuf. Qui plus est, elle procurerait plus de flexibilité au marché pour répondre aux situations de production de base excédentaire. À long terme toutefois, les hausses projetées du prix au comptant du gaz naturel et l'instauration d'une taxe sur le carbone dans le cadre du programme provincial de plafonnement et d'échange minent sérieusement l'attrait du gaz naturel par rapport à celui de la remise à neuf des centrales nucléaires.

Figure 7-4 – Prix au comptant historiques et prévus du gaz naturel



Source : Prévisions des prix du Henry Hub de l'Environmental Information Administration des États-Unis.
N.B. : La SIERE utilise plutôt le prix au comptant du Dawn Hub, mais les deux se suivent de très près.

Prix au comptant projeté du gaz naturel

Le coût de la production au gaz naturel, contrairement à celui du nucléaire, est intimement lié au prix du combustible, ce dernier représentant entre 60 % et 70 %

¹⁰⁹ Matt Ayres *et al*, *Levelised Unit Electricity Cost Comparison of Alternate Technologies for Baseload Generation in Ontario* (en ligne), Association nucléaire canadienne, août 2004 (consulté le 9 août 2016), p. 1.

du CUME de la production par TGCC¹¹⁰. En 2016, les prix du gaz naturel, qui étaient alors à leur plus bas en vingt ans, oscillaient entre 1,75 \$ et 3,75 \$ par million de BTU (soit entre 2,30 et 5,00 dollars canadiens par million de BTU¹¹¹). L'Energy Information Administration des États-Unis (EIA)¹¹² s'attend, à long terme, à ce que les prix atteignent environ 5 dollars américains par million de BTU d'ici 2022 (soit 6,50 dollars canadiens dans l'hypothèse d'un taux de change de 1,3), pour ensuite se stabiliser autour de cette valeur (Figure 7-4)¹¹³.

Tarification du carbone

En 2017, la province a mis en œuvre un programme de plafonnement et d'échange fixant le prix du carbone à environ 18 \$ la tonne pour cette année¹¹⁴. En octobre 2016, le gouvernement fédéral annonçait l'obligation pour les provinces de lui emboîter le pas en imposant un prix initial de 10 \$ la tonne en 2018, qui devra atteindre 50 \$ la tonne d'ici 2022. On ne sait toutefois pas encore exactement comment cette politique influencera la tarification du carbone en Ontario¹¹⁵.

La production d'électricité à partir du gaz naturel émet du dioxyde de carbone. Par conséquent, la tarification du carbone en influence grandement le prix. Le BRP estime qu'une tarification à 50 \$ la tonne l'augmenterait de 23 \$/MWh; et qu'une tarification de 20 \$ la tonne l'augmenterait de 9 \$/MWh¹¹⁶.

Effet de la hausse des prix au comptant et de la tarification du carbone

Le CUME de la production par TGCC est en quelque sorte tributaire d'hypothèses spécifiques à chaque usine (p. ex. la taille, le facteur de charge et le rendement thermique). En fonction des prix actuels du combustible, le BRP situe le CUME de la production de base par TGCC entre 50 et 60 \$/MWh. Si le prix du gaz naturel monte à 5 dollars américains par million de BTU, comme le prévoit l'EIA, le BRP place le CUME de la production par TGCC entre 75 et 85 \$/MWh¹¹⁷. L'ajout d'un prix du carbone de 20 \$ la tonne à l'estimation actuelle du prix du combustible, et d'un prix de 50 \$ la tonne à son estimation élevée, élargit la fourchette estimée du CUME pour la situer entre 60 et 110 \$/MWh environ. D'un point de vue global, il faut être conscient de l'effet déterminant des fluctuations du prix du combustible et de la tarification du carbone sur le coût de la production de base d'électricité à partir du gaz naturel.

110 Energy Information Administration des États-Unis, *Levelized and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2016 (en ligne), août 2016* (consulté le 6 janvier 2017).

111 Base de données sur le gaz naturel de l'Energy Information Administration des États-Unis.

112 L'EIA est l'organisme du département de l'Énergie des États-Unis chargé de l'analyse statistique.

113 Base de données sur le gaz naturel de l'Energy Information Administration des États-Unis

114 Dave Sawyer et al., *Impact Modelling and Analysis of Ontario's Proposed Cap and Trade Program* (en ligne), 12 mai 2016 (consulté le 8 février 2017).

115 Gouvernement du Canada, *Le gouvernement du Canada annonce une tarification pancanadienne pour la pollution par le carbone* (en ligne), Environnement et Changement climatique Canada, 3 octobre 2016 (consulté le 9 février 2017).

116 Dans l'hypothèse d'une production de 0,469 tonne de carbone par mégawattheure.

117 Analyse par le BRP de données de la SIERE, de l'EIA et d'OPG.

Conclusion

Si les prix du gaz naturel et du carbone demeurent bas, le gaz naturel s'avère plus économique que la remise en état des centrales nucléaires pour la production de base. Toutefois, la hausse projetée de ces prix amène le BRP à conclure que, malgré les avantages à court terme du gaz naturel, il est comparable au Plan en termes de coût global projeté, mais produit davantage de gaz à effet de serre.

Production d'énergie renouvelable

Hydroélectricité

Dans l'ensemble, l'hydroélectricité est l'énergie la moins coûteuse à produire en Ontario. La province a actuellement une puissance installée de 8 800 MW, qu'elle prévoit augmenter à 9 400 MW d'ici 2032¹¹⁸. Une étude de 2005 sur le potentiel hydroélectrique ontarien l'a établi à environ 14 600 MW (soit près de 6 000 MW de plus que la puissance installée actuelle)¹¹⁹. Le principal obstacle au développement du potentiel hydroélectrique est l'éloignement géographique, celui-ci étant principalement concentré dans les régions isolées du nord de la province. Selon la SIERE, les coûts et les délais associés à ce développement dépasseraient probablement ceux des projets antérieurs. Le CUME estimatif d'une nouvelle centrale s'élèverait à 140 \$/MWh (coûts de transport compris), soit un coût nettement supérieur à celui de la production nucléaire post-remise en état (Tableau 7-5).

Autres formes d'énergie renouvelable

Les principales formes d'énergie renouvelable, outre l'hydroélectricité, sont l'éolien et le solaire, qui ont produit 6,3 % de l'électricité ontarienne en 2015. À ce jour, l'éolien et le solaire n'ont jamais pu se mesurer au nucléaire en raison de leurs coûts et du caractère intermittent de leur production.

Coût

En moyenne, l'énergie solaire est actuellement la plus coûteuse à produire en Ontario. La SIERE, par l'intermédiaire du programme d'approvisionnement pour les grands projets d'énergie renouvelable, a accordé des contrats de production éolienne à des prix aussi bas que 65,7 \$/MWh, soit en deçà du coût de la production nucléaire post-remise en état. Cependant, pour remplacer une part importante de la production nucléaire par le solaire ou l'éolien, la province aurait besoin de se doter d'une capacité très importante. L'ajout de capacité solaire et éolienne au réseau nécessiterait des installations en région éloignée, et donc de nouveaux

¹¹⁸ Gouvernement de l'Ontario, *Plan énergétique à long terme de l'Ontario*, ministère de l'Énergie, décembre 2013 (en ligne), consulté le 11 juillet 2016.

¹¹⁹ Hatch Ltée, *Evaluation and Assessment of Ontario's Waterpower Potential* (en ligne), Ontario Waterpower Association, octobre 2005 (consulté le 20 août 2016), p. 18.

investissements dans l'infrastructure de transport, ce qui entraînerait une hausse des coûts. Bien qu'il existe des contrats éoliens moins coûteux que la production nucléaire post-remise en état, il serait actuellement impossible de remplacer le nucléaire par des énergies renouvelables autres que l'hydroélectricité à un coût qui lui est comparable.

Caractère intermittent

Ni le solaire ni l'éolien n'utilisent de combustible pour leur production d'énergie, qu'ils ne peuvent accomplir que sous certaines conditions (soit en présence de vent et de rayonnement solaire). Ils sont de ce fait incapables de fournir un approvisionnement constant ou modulable en fonction de la demande. L'étalement géographique et une capacité de stockage pourraient atténuer les effets de ce caractère intermittent à l'échelle du réseau, mais ne s'obtiennent actuellement qu'à très fort prix.

Les énergies renouvelables autres que l'hydroélectricité occupent une place importante dans toute stratégie énergétique de remplacement. Toutefois, leur coût, leur caractère intermittent et les problèmes qu'ils présentent du point de vue du réseau de distribution font en sorte qu'il serait peu pratique de les faire remplacer une part importante de la production nucléaire. À mesure que la technologie évolue et que les coûts baissent, l'éolien et le solaire pourraient devenir plus compétitifs, à condition d'être accompagnés d'un système de stockage approprié.

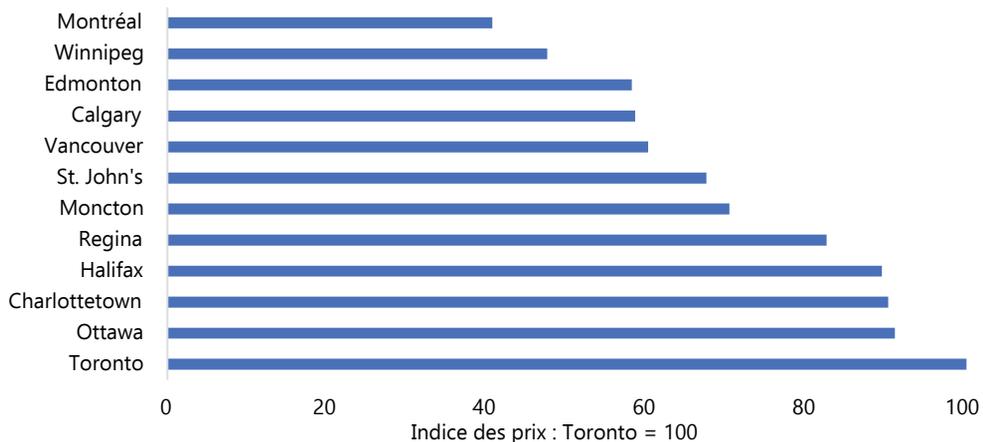
Importation

L'Ontario est directement raccordée aux réseaux de distribution du Manitoba, du Michigan, du Minnesota, de New York et du Québec. Puisqu'une part importante de la production américaine provient du charbon, l'importation d'énergie des États-Unis ne cadrerait pas avec les objectifs d'énergie propre du ministère de l'Énergie¹²⁰. Le Manitoba et le Québec reposent principalement sur l'hydroélectricité, qu'ils vendent à des tarifs parmi les plus bas en Amérique du Nord (Figure 7-5). La proximité du Québec aux métropoles ontariennes rend particulièrement attrayante l'importation d'hydroélectricité propre. En novembre 2016, la SIERE et Hydro-Québec ont conclu une entente d'échange d'énergie électrique, aux termes de laquelle l'Ontario importera 2,3 TWh d'électricité québécoise chaque année ¹²¹.

¹²⁰ Gouvernement de l'Ontario, *Plan énergétique à long terme de l'Ontario* (en ligne), Ministère de l'Énergie, décembre 2013 (consulté le 11 juillet 2016), p. 45.

¹²¹ Keith Leslie, *Hydro deal with Quebec to save Ontario electricity grid \$70M* (en ligne), CBC News, 21 octobre 2016 (consulté le 5 décembre 2016).

Figure 7-5 – Indices de comparaison des prix de l'électricité pour les acheteurs résidentiels des grandes métropoles canadiennes



Source : Analyse par le BRF du rapport d'Hydro-Québec intitulé Comparaison des prix de l'électricité dans les grandes villes nord-américaines.

La SIERE situe le CUME des importations fermes entre 120 \$/MWh et 160 \$/MWh, soit au-dessus du CUME estimatif de la centrale nucléaire de Darlington, qui est de 82 \$/MWh¹²². Ce coût élevé découle principalement de trois facteurs : la concurrence américaine, le manque de capacité de transport et la réduction prévue des surplus d'électricité au Québec.

Concurrence américaine

En 2016, le Québec a exporté 32,6 TWh d'électricité (soit une quantité supérieure à la production annuelle de la centrale nucléaire de Darlington), dont les trois quarts étaient destinés à la Nouvelle-Angleterre et à New York¹²³. Le prix au comptant de l'électricité sur les marchés américains est beaucoup plus élevé qu'en Ontario, ce qui les rend plus attrayants pour le Québec¹²⁴. Celui des marchés voisins et, de ce fait, le prix à l'exportation pour le Québec, est intimement lié au prix du gaz naturel. En raison du déclin de ce dernier depuis 2008, le prix moyen à l'exportation pour le Québec est passé de 110 \$/MWh en 2008 à 57 \$/MWh de 2014 à 2016 (alors que le prix au comptant moyen en Ontario en 2016 était de 16,6 \$/MWh)¹²⁵. La SIERE, à la lumière de discussions avec les territoires voisins, situe le prix des importations d'électricité à la frontière entre 70 et 100 \$/MWh¹²⁶.

Limites des infrastructures

122 SIERE, *Perspectives de planification de l'Ontario* (en ligne), 1^{er} septembre 2016 (consulté le 8 septembre 2016), p. 12.

123 Hydro Québec, *Marchés d'exportation* (en ligne), consulté le 10 avril 2017.

124 Marc Brouillette, *Renewables and Ontario/Quebec Transmission System Inertias* (en ligne), Strategic Policy Economics, 16 juin 2016 (consulté le 9 avril 2017).

125 Rapports annuels 2012, 2014, 2015 et 2016 d'Hydro-Québec.

126 SIERE, *Revue des interconnexions de l'Ontario* (en ligne), 14 octobre 2014 (consulté le 12 octobre 2016).

Les limites de l'infrastructure de transport dans la région d'Ottawa limitent la capacité d'importation ferme en provenance du Québec à 500 MW. La SIERE estime à deux milliards de dollars le coût des améliorations nécessaires pour porter cette quantité à 3 300 MW. Elle déclare par ailleurs que l'ajout de capacité de transport pourrait induire une hausse du prix des importations de 20 ou 30 \$, voire de 100 \$/MWh¹²⁷.

Concurrence du Québec

Enfin, le Québec prévoit une augmentation de sa demande d'électricité en raison d'initiatives de lutte aux changements climatiques, phénomène analogue à celui qui doit se produire en Ontario¹²⁸. Par conséquent, le Québec prévoit de moindres surplus d'électricité jusqu'en 2026¹²⁹.

Résumé

Ensemble, la disposition des marchés américains à payer un prix supérieur pour les surplus d'électricité actuels du Québec, les limites des infrastructures de transport, l'augmentation de la demande d'électricité au Québec et les coûts d'exploitation des nouvelles sources d'énergie québécoises laissent présager qu'une importation à grande échelle en provenance du Québec ne pourrait pas rivaliser avec la production nucléaire. Pour les importations de moins de 1 250 MW, la SIERE prévoit un CUME de 120 \$, contre 160 \$ pour celles allant jusqu'à 3 300 (voir le Tableau 7-5), lesquels sont de loin supérieurs à celui de la centrale nucléaire de Darlington remise à neuf, soit 82 \$.

Économie et stockage d'énergie, et réaction de la demande

Avec un CUME situé entre 30 et 50 \$, l'économie d'énergie est la méthode la moins coûteuse pour équilibrer l'offre et la demande d'électricité en Ontario (en réduisant la demande plutôt qu'en augmentant l'offre). La cible actuelle consiste à économiser 31 TWh d'ici 2035, objectif dont tiennent compte les dernières prévisions de la demande. L'ampleur et les coûts de l'augmentation des capacités de conservation dépendront de l'évolution de la demande d'électricité et de la technologie¹³⁰.

Outre la conservation, la SIERE a mis sur pied des programmes encourageant l'achat de systèmes de stockage de quantités d'électricité d'au moins 50 MW, et offre des incitatifs à ceux qui déplacent leur consommation d'électricité des heures de pointe vers les périodes creuses¹³¹. Le stockage augmente la constance avec laquelle

127 SIERE, *Revue des interconnexions de l'Ontario* (en ligne), 14 octobre 2014 (consulté le 12 octobre 2016).

128 Hydro-Québec, *Besoin en puissance et en énergie au Québec*, n.d. (en ligne), consulté le 5 janvier 2017; BROUILLETTE, Marc, *Renewables and Ontario/Quebec Transmission System Inertias* (en ligne), Strategic Policy Economics, 16 juin 2016 (consulté le 9 avril 2017).

129 Hydro-Québec, *Plan d'approvisionnement 2017-2026* (en ligne), 1^{er} novembre 2016 (consulté le 26 septembre 2017).

130 SIERE, *Perspectives de planification de l'Ontario* (en ligne), 1^{er} septembre 2016 (consulté le 8 septembre 2016), p. 8.

131 Gouvernement de l'Ontario, *Plan énergétique à long terme de l'Ontario* (en ligne), décembre 2013 (consulté le 11 juillet 2016), p. 14.

l'énergie provenant de sources intermittentes peut alimenter le réseau électrique, et permet au marché d'utiliser l'électricité au gré des besoins, plutôt qu'au moment où elle est produite. Une source indique que le coût moyen actualisé du stockage d'énergie à grande échelle, dans la mesure où il peut contribuer à l'intégration d'une production d'énergie renouvelable d'envergure, dépasse 267 \$/MWh¹³².

Conclusion

L'examen des formes de production qui pourraient remplacer le Plan de remise en état des centrales nucléaires conduit à trois principales conclusions :

- Aucune solution de remplacement n'est comparable à la production nucléaire post-remise en état sur le plan des coûts et des émissions;
- L'option d'une production de base au gaz naturel, bonifiée d'une production éolienne et d'importations, offrirait un prix comparable à celui du nucléaire dans le scénario de référence;
- Certaines combinaisons d'énergies renouvelables, d'importations et d'économies d'énergie pourraient remplacer la production nucléaire avec un taux comparable d'émissions, mais à un coût de 50 % supérieur au prix du nucléaire du scénario de référence.

D: Production du présent rapport

Compétence

À la demande d'un député de l'Assemblée législative, le Bureau du directeur de la responsabilité financière a accepté d'entreprendre l'analyse présentée dans ce rapport en vertu de l'alinéa 10(1)b) de la *Loi de 2013 sur le directeur de la responsabilité financière*.

Questions principales

Les questions principales ci-dessous ont guidé les recherches qui sous-tendent ce rapport :

- Comment recouvrer les coûts du Plan?
- À combien estime-t-on le coût de l'énergie nucléaire pour les usagers pendant et après les travaux de remise en état?

¹³² Lazard, *Lazard's Levelized Cost of Storage Analysis* (en ligne), novembre 2015 (consulté le 9 décembre 2016). Les montants en dollars américains de 2015 sont convertis en dollars canadiens de 2016.

- Quels sont les principaux risques financiers auxquels le Plan de remise en état des centrales nucléaires expose les usagers et la province?
- Quelle est l'incidence financière potentielle de ces risques sur les usagers et sur la province?

Portée et approche

Le présent rapport ne se veut pas une analyse coûts-bénéfices exhaustive ni une étude comparative de rentabilité du Plan de remise en état des centrales nucléaires par rapport à d'autres solutions. Un tel objet exigerait que l'on tienne compte d'importants facteurs économiques, environnementaux et de sécurité, ainsi que des risques non financiers qui s'y rattachent.

Le présent rapport a une portée plus restreinte. Il présente un modèle financier du Plan, qu'il nomme « scénario de référence ». Il pose ensuite la question de ce qui pourrait faire dévier le Plan des projections financières du scénario de référence. L'objectif est de permettre aux députés provinciaux de mieux comprendre la nature et la répartition des risques financiers associés au Plan.

Méthodologie

Le présent rapport se fonde sur l'information disponible au public au 29 octobre 2017, ainsi que sur des consultations et des renseignements obtenus auprès de Bruce Power, de la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, du ministère de l'Énergie de l'Ontario et d'Ontario Power Generation.

Le prix du nucléaire estimé aux présentes tient compte de l'ensemble de l'électricité produite par les centrales nucléaires de Bruce, de Darlington et de Pickering sur la période de 2016 à 2064.

Tous les montants figurant dans le présent rapport sont exprimés en dollars de 2017, sauf indication contraire. Le cas échéant, les sommes en dollars d'une autre année ont été ajustées en fonction de l'inflation projetée de sorte à en uniformiser le pouvoir d'achat avec celui d'un montant équivalent en 2017. Toutes les estimations du prix du nucléaire sont actualisées à l'aide d'un coût social véritable du capital de 2,5 %.

Le présent rapport suppose la pérennité du cadre législatif et réglementaire actuel de l'Ontario régissant la production, le transport, la distribution, l'importation et l'exportation d'électricité pour toute la période d'analyse. La pertinence de cette prémisse est jugée appropriée ci-dessus.