



Coûts d'annulation de la centrale de Mississauga

Rapport spécial
Avril 2013



Bureau du
vérificateur
général de
l'Ontario



Bureau du vérificateur général de l'Ontario

À Son Honneur le Président
de l'Assemblée législative

J'ai le plaisir de transmettre mon Rapport spécial sur les coûts d'annulation de la centrale de Mississauga, à la demande du Comité permanent des comptes publics conformément à l'article 17 de la *Loi sur le vérificateur général*.

Le vérificateur général,

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Jim McCarter'.

Jim McCarter
Avril 2013

© 2013, Imprimeur de la Reine pour l'Ontario

This document is also available in English.

ISBN 978-1-4606-1417-4 (Imprimé)

ISBN 978-1-4606-1418-1 (PDF)

Photos en couverture : Bartosz Amerski/Bureau du vérificateur
général de l'Ontario

Table des matières

Contexte	5
Objectif et portée de la vérification	6
Résumé	8
Constatations détaillées de la vérification	13
VUE D'ENSEMBLE DU PROJET DE MISSISSAUGA AVANT L'ANNULATION DE LA CENTRALE	13
Évolution du contrat et du projet, 2005-2008	13
Évolution du contrat et du projet modifiés, 2009-2011	14
NÉGOCIATIONS POUR L'ANNULATION ET LE DÉMÉNAGEMENT DE LA CENTRALE	14
COÛTS D'ANNULATION ET DE DÉMÉNAGEMENT	16
Coût des paiements initiaux – 291 millions de dollars	16
Paiements à Eastern Power – 72,4 millions de dollars	16
Règlement du différend d'Eastern Power avec la SFIEO – 8,4 millions de dollars	16
Coûts irrécupérables de Greenfield – 43,8 millions de dollars	18
Remboursement du prix d'achat du terrain et de l'entrepôt – 4,2 millions de dollars	19
Coûts du prêt – 16 millions de dollars	19
Paiements à EIG Management Ltd. – 149,6 millions de dollars	20
Paiements aux fournisseurs de Greenfield – 64,6 millions de dollars	21
Frais de justice et autres honoraires professionnels – 4,4 millions de dollars	22

Futurs coûts supplémentaires de livraison de l'électricité – 60 millions de dollars	22
Coût des pertes d'énergie lors du transport sur une plus longue distance – 40 millions de dollars	22
Améliorations du réseau – 13 millions de dollars	23
Raccordements aux réseaux de gaz et d'électricité – 7 millions de dollars	23
Économies associées aux nouveaux paiements au titre des BPN – 76 millions de dollars en économies	24
Réduction des paiements au titre des BPN, 2017 à 2036 – 20 millions de dollars	24
Report des paiements au titre des BPN – 56 millions de dollars	25
RÉPARTITION DES COÛTS D'ANNULATION	26
AUTRES AVANTAGES POUR GREENFIELD	26

Coûts d'annulation de la centrale de Mississauga

Contexte

À son arrivée au pouvoir en 2003, le gouvernement libéral a été confronté au défi de la future demande en électricité de l'Ontario. À ce moment-là, la province avait environ 30 000 mégawatts (MW) de « puissance installée » (c'est-à-dire qu'elle pouvait produire jusqu'à 30 000 MW d'électricité à pleine capacité) provenant de cinq sources d'énergie :

- l'énergie nucléaire (10 061 MW);
- l'énergie hydraulique, qui est renouvelable (7 880 MW);
- le charbon (7 546 MW);
- le gaz naturel (4 364 MW);
- l'énergie éolienne, l'énergie solaire et la bioénergie, qui sont renouvelables (155 MW).

L'énergie au charbon, qui représente environ le quart de la puissance installée totale, était produite par cinq centrales vieillissantes et polluantes. Le gouvernement prévoyait à ce moment-là d'éliminer graduellement les centrales au charbon avant 2007, échéance qu'il a ensuite reportée à 2014. L'élimination des centrales au charbon, combinée à l'augmentation prévue de la demande en électricité, signifiait qu'il y aurait un déficit d'approvisionnement. Le premier de plusieurs processus mis en marche pour accroître l'approvisionnement en énergie a été une demande de propositions (DP) lancée par le ministère de l'Énergie en septembre 2004. Cette DP portait sur la production d'environ

2 500 MW d'énergie nouvelle provenant de sources plus propres.

Il n'y avait aucune clause exigeant que les sources d'énergie proposées soient situées dans la même région qu'une des centrales au charbon dont la fermeture était prévue. Par exemple, la centrale au charbon de Lakeview, qui représentait environ 15 % de la capacité de production au charbon de la province et qui a fermé ses portes en 2005, était située à Mississauga, mais la DP spécifiait seulement que toute nouvelle installation proposée devait être en Ontario. Le processus d'évaluation des propositions reçues en réponse à la DP favorisait néanmoins les soumissionnaires proposant de construire une centrale dans la RGT.

Le 9 décembre 2004, le gouvernement a adopté la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité*, qui créait l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO) pour assumer la fonction de planificateur de l'énergie à long terme de la province. C'est à ce titre que l'OEO a signé les contrats découlant de la DP que le ministère de l'Énergie a octroyés en 2005. Au total, sept contrats ont été attribués pour une capacité de production combinée de 2 515 MW.

Les cinq plus grands projets concernaient des centrales « au gaz naturel à cycle combiné ». Les centrales au gaz polluent moins et ont des coûts en capital plus faibles que les centrales au charbon. De plus, comme le gouvernement prévoit de faire une plus grande utilisation des énergies éolienne et solaire, le bouquet énergétique de la province devait inclure une source telle que les centrales au

gaz naturel, plus rapides à mettre en marche et à stopper, pour « combler les lacunes » de ces sources d'électricité intermittentes. La production à cycle combiné – où la chaleur produite par combustion du gaz naturel fait tourner une turbine à gaz et la vapeur produite par l'excès de chaleur issu de la combustion fait tourner une turbine à vapeur – est considérée comme la forme la plus efficace de production d'électricité au gaz naturel.

Un des soumissionnaires qui a répondu à la DP était Eastern Power Ltd., société appartenant à la famille Vogt. Dans les années 1990, Eastern Power avait construit deux petites centrales produisant de l'électricité à partir du méthane des décharges (une installation d'une capacité de 30 MW dans la décharge de Keele Valley à Vaughan et une autre d'une capacité de 27 MW dans la décharge de Brock West à Pickering). Comme elle figurait parmi les plus bas soumissionnaires, Eastern Power s'est vu octroyer trois des sept contrats, dont celui pour la centrale électrique de Greenfield South. Cette centrale au gaz à cycle combiné de 280 MW devait être construite à Mississauga et être en service sur une période de 20 ans. En fin de compte, ce fut le seul contrat exécuté par Eastern Power. Pour différentes raisons, dont les difficultés de financement d'Eastern Power, il a été mis fin aux deux autres projets. Le contrat de Greenfield South a été signé en avril 2005.

Une chronologie détaillée des événements liés à la centrale de Mississauga qui ont eu lieu entre 2004 et 2012 est fournie à la Figure 1.

Objectif et portée de la vérification

Le 5 septembre 2012, le Comité permanent des comptes publics (le Comité) a adopté la motion suivante :

[Traduction]

Que le Comité permanent des comptes publics demande immédiatement au vérificateur général d'examiner le contrat conclu entre l'Office de l'électricité de l'Ontario et Greenfield South Power Corp./ Eastern Power concernant la centrale au gaz annulée de Mississauga, en mettant l'accent sur le coût pour les contribuables, et que le vérificateur général présente un rapport spécial sur ses conclusions au Comité avant le 1^{er} septembre 2013, que la Chambre soit prorogée ou non.

Nous avons accepté cette mission en vertu de l'article 17 de la *Loi sur le vérificateur général*, qui stipule que le Comité peut confier des tâches spéciales au vérificateur général.

Notre vérification a été effectuée en grande partie au bureau de l'OEO à Toronto. Nous avons examiné des documents concernant l'acquisition initiale de la centrale de Greenfield en 2004, toutes les ententes conclues entre l'OEO et Greenfield South Power Corporation (Greenfield), y compris les modifications contractuelles, ainsi que les documents connexes de l'OEO et du ministère de l'Énergie. Nous avons interviewé des membres clés du personnel de l'OEO qui ont participé à la négociation et au règlement des coûts d'annulation. Nous avons également effectué des recherches pour trouver les paiements que l'OEO ou le ministère de l'Énergie pourrait avoir versés à Greenfield ou à Eastern Power et nous assurer que ceux-ci avaient été pris en compte dans le calcul des coûts d'annulation.

Nous avons discuté du déménagement de la centrale de Greenfield avec des représentants de Hydro One, de la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité et d'Ontario Power Generation pour comprendre comment ce déménagement affecterait le réseau d'électricité de la province. Nous avons parlé des coûts de raccordement au gaz naturel et de gestion de la centrale déménagée avec la Commission de l'énergie de l'Ontario et le distributeur de gaz du comté de Lambton.

L'OEO a retenu les services d'un ingénieur indépendant pour qu'il certifie les dépenses que Greenfield disait avoir engagées pour développer et construire la centrale annulée. Nous avons rencontré l'ingénieur indépendant pour déterminer la diligence avec laquelle l'OEO a vérifié le montant des dépenses

qu'il a remboursées à Greenfield. L'ingénieur indépendant nous a accompagnés lorsque nous sommes allés voir l'équipement acheté pour la centrale de Mississauga, qui devrait être utilisé à la centrale déménagée.

Figure 1 : Chronologie des principaux événements liés à l'annulation de la centrale de Mississauga

Préparé par le Bureau du vérificateur général de l'Ontario

Avril 2004	La Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité dévoile ses perspectives sur 10 ans des besoins en énergie de l'Ontario; elle affirme qu'il faudra accroître la production d'électricité dans la RGT avant 2006.
Septembre 2004	Le ministère de l'Énergie (le Ministère) lance une demande de propositions (DP) pour l'approvisionnement en énergie propre.
Décembre 2004	La <i>Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité</i> établit l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO).
Mars 2005	Le Ministère ordonne à l'OEO de signer et d'attribuer sept contrats, dont trois à Eastern Power, en lien avec la DP.
Avril 2005	L'OEO et Greenfield South Power Corporation, une filiale d'Eastern Power, signent un contrat pour la centrale de Mississauga.
Août 2005	Un des autres contrats d'Eastern Power qui découlent de la DP de 2004 est résilié (la troisième proposition n'a jamais franchi l'étape du contrat).
Septembre 2005-juillet 2008	La Ville de Mississauga, le médecin-hygiéniste de la région de Peel, le médecin-hygiéniste de la Ville de Toronto et différents citoyens et groupes de citoyens demandent au ministère de l'Environnement de procéder à d'autres évaluations environnementales sur le site proposé pour la centrale de Greenfield; le Ministère finit par rejeter ces demandes. La Ville de Mississauga adopte des modifications aux règlements de zonage qui ne permettent pas de construire la centrale sur le site proposé. Greenfield interjette appel des modifications devant la Commission des affaires municipales de l'Ontario, qui approuve la construction de la centrale sur le site.
Mars 2009	L'OEO modifie le contrat avec Greenfield, repoussant la date d'achèvement et prévoyant un paiement mensuel substantiellement plus élevé pour l'électricité produite après la mise en service de la centrale.
Mars 2010	Greenfield obtient les permis de construction requis pour la centrale de Mississauga.
Mai 2011	Greenfield obtient un financement de projet pour la construction.
Juin 2011	La construction commence sur le site de Mississauga; le délai d'achèvement est fixé à juillet 2014.
Septembre 2011	Le Parti libéral annonce que, s'il est réélu, la centrale de Mississauga sera déménagée.
Octobre 2011	Le Parti libéral remporte l'élection ontarienne avec un gouvernement minoritaire. Le ministre de l'Énergie demande à l'OEO d'entamer des discussions en vue de l'annulation de la centrale de Mississauga.
Novembre 2011-juillet 2012	L'OEO négocie avec Greenfield pour faire annuler la construction de la centrale au gaz de Mississauga et la déménager. Les travaux de construction cessent le 21 novembre 2011. L'OEO/le Ministère conclut 10 ententes provisoires et parallèles faisant des concessions à Greenfield pour qu'elle suspende les travaux à la centrale en attendant qu'une entente finale soit négociée.
Juillet 2012	L'entente sur le déménagement de la centrale et le règlement (entente FRSA) est conclue et entre en vigueur. Le ministre de l'Énergie annonce que la centrale sera déménagée sur le site de la centrale d'Ontario Power Generation dans le comté de Lambton et que le déménagement coûtera un total de 180 millions de dollars (somme révisée par la suite à 190 millions de dollars).
Septembre 2012	Le Comité permanent des comptes publics demande au vérificateur général d'examiner le contrat passé avec Greenfield South/Eastern Power concernant la centrale de Mississauga, en mettant l'accent sur le coût de l'annulation pour les contribuables.

Résumé

Nous estimons que la décision d'annuler la centrale électrique de Mississauga et de la déménager a coûté environ 275 millions de dollars. C'est, d'après nous, le montant que les membres du public devront payer de leur propre poche en conséquence de la décision. En définitive, l'annulation et le déménagement ont coûté environ 351 millions de dollars, mais le déménagement a aussi permis d'économiser environ 76 millions de dollars, ce qui laisse un coût pour le public de 275 millions de dollars. Sur ce total, 190 millions de dollars seront payés par les contribuables et le reste sera payé par les consommateurs d'électricité.

Les 275 millions de dollars se répartissent comme suit :

- Des paiements totalisant 72,4 millions de dollars ont été versés à Eastern Power, société mère de l'entreprise engagée à contrat pour construire la centrale, Greenfield South Power Corporation (Greenfield). Les paiements comprenaient :
 - les coûts irrécupérables de Greenfield non payés directement par l'OEO à ses fournisseurs — 43,8 millions de dollars;
 - le coût d'un prêt sans intérêt accordé à Eastern Power pour la construction de la centrale déménagée — 16 millions de dollars;
 - le coût lié au règlement d'un différend entre Eastern Power et la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (SFIEO) (Eastern Power a exigé que ce différend soit réglé avant d'engager des négociations avec l'OEO pour arrêter en permanence les travaux de construction à Mississauga et déménager la centrale) — 8,4 millions de dollars;
 - le remboursement par l'OEO à Eastern Power du prix d'achat du terrain de la centrale annulée et d'un entrepôt adjacent — 4,2 millions de dollars.

- L'OEO a payé 149,6 millions de dollars, dont 90 millions en pénalités et frais d'annulation, au prêteur qui finançait la construction de la centrale de Mississauga par Greenfield.
- L'OEO a payé 64,6 millions de dollars aux fournisseurs de Greenfield pour l'équipement et d'autres coûts irrécupérables.
- Un total de 4,4 millions de dollars en frais de justice et autres honoraires professionnels a été engagé par suite de la décision d'annuler et de déménager la centrale.
- Nous avons estimé à environ 60 millions de dollars les futurs coûts additionnels liés au transport de l'électricité depuis le comté de Lambton, site de la centrale déménagée, plutôt que depuis Mississauga.
- Le total des paiements, coûts et frais précités, qui s'élève à 351 millions de dollars, sera probablement réduit d'environ 76 millions de dollars en économies. Ces économies ont deux sources :
 - Le prix de l'électricité à produire qui est spécifié dans le contrat visant la centrale déménagée est plus faible que celui stipulé dans l'ancien contrat pour l'électricité qui aurait été produite par la centrale de Mississauga. Cette baisse de prix représente environ 20 millions de dollars (en dollars actuels) sur les 20 ans du contrat et elle a été négociée pour tenir compte du fait qu'une partie de l'équipement, des fournitures et d'autres articles liés à la centrale de Mississauga pourra être utilisée dans la construction de la centrale déménagée. La réduction de prix compense partiellement le coût des articles payés par l'OEO.
 - L'OEO soutient que l'électricité que la centrale de Mississauga aurait produite (sans doute à compter de juillet 2014) n'aurait pas été requise avant au moins 2018. À son avis, le fait de ne pas avoir à payer une électricité non requise est une économie pure et simple parce qu'il n'y a pas de coûts compensatoires pour remplacer

l'électricité que la centrale de Mississauga aurait produite. Bien que la raison d'être originale de la centrale ait été de pallier à la pénurie d'électricité dans le Sud-Ouest de la RGT, l'OEO nous a avisés que le contexte de l'approvisionnement en électricité avait considérablement changé depuis 2009, année où la construction de la centrale de Mississauga a été approuvée. Or, on ne sait pas exactement s'il y aura des coûts compensatoires pour remplacer l'électricité que la centrale de Mississauga aurait produite, ni la date à laquelle la construction de la centrale de Mississauga aurait été achevée. Nous reconnaissons néanmoins qu'il y aura des économies liées au fait qu'aucun paiement pour l'électricité produite par une centrale de Greenfield ne sera probablement versé avant au moins 2017 et nous avons inclus des économies estimatives de 56 millions de dollars, soit à peu près les trois quarts de l'estimation de l'OEO.

Nous avons également constaté que les circonstances entourant la décision d'annuler la centrale — particulièrement la nécessité de stopper rapidement les travaux de construction — avaient affaibli la position de négociation de l'OEO, ce qui explique probablement pourquoi certains des coûts précités sont plus élevés qu'ils l'auraient été autrement. Après l'annonce, par le ministre de l'Énergie à l'automne 2011, qu'il serait mis fin à la construction et que la centrale serait démantelée, chaque jour de construction additionnel mettait le gouvernement dans une position de plus en plus intenable. La poursuite des travaux de construction par Greenfield aurait également fait augmenter les montants qu'il aurait fallu lui payer en dommages-intérêts. Nous croyons que Greenfield a reconnu qu'en poursuivant la construction après l'annonce de la décision du gouvernement, elle renforçait sa position de négociation et qu'elle serait mieux placée pour obtenir des concessions en échange de son consentement à stopper les travaux de construction et à négocier une nouvelle entente. L'OEO, quant

à lui, a reconnu qu'obliger Greenfield à stopper la construction par voie législative ou par d'autres mécanismes juridiques, plutôt que par négociation, aurait d'autres conséquences indésirables — dont des poursuites en justice.

En conséquence, depuis le début des négociations en novembre 2011 jusqu'à la finalisation d'un nouveau règlement en juillet 2012, Greenfield était en position de force. Elle a pu amener l'OEO à faire des concessions en échange de son consentement à suspendre temporairement puis à arrêter complètement la construction et à démanteler la centrale. En particulier :

- Comme il est noté plus haut, la société mère de Greenfield, Eastern Power, refusait d'engager des négociations avant que son différend de longue date avec la SFIEO soit réglé. Eastern Power avait signé un contrat pour la fourniture d'électricité produite par sa centrale au gaz dans la décharge de Keele Valley. En 2009, Eastern Power a interjeté appel d'une décision rendue en 2008 par un tribunal qui avait refusé de lui octroyer les 121 millions de dollars qui lui auraient été dus, selon elle. Le tribunal a plutôt donné ordre à Eastern Power de payer les frais de justice de la SFIEO. La décision de 2008 mentionnait toutefois qu'Eastern Power pouvait être admissible à des dommages-intérêts symboliques maximaux de 5 millions de dollars relativement à un des points soulevés et, dans son appel de 2009, Eastern Power réclamait des dommages-intérêts de 8,5 millions de dollars ou un nouveau procès. Au moment de la décision d'annulation, un nouveau procès avait été accordé mais n'avait pas encore commencé. Eastern Power exigeait 15,4 millions de dollars pour régler l'affaire et venir à la table de négociation. La SFIEO a payé 10 millions de dollars de ce montant et fait grâce des 700 000 \$ en frais de justice qu'Eastern Power avait reçu l'ordre de lui payer. L'OEO a payé la différence de 5,4 millions de dollars.

- L'OEO et le ministère de l'Énergie ont convenu d'octroyer un prêt initial de 45 millions de dollars pour la construction de la centrale démenagée. Le prêt est libre d'intérêt, le remboursement commencera seulement après la fin des travaux de construction (prévue pour 2017) et la période de remboursement s'étend sur les 13 années suivantes. En fait, la seule garantie que l'OEO a reçue – et à laquelle il aura droit après la mise en service de la centrale de Lambton si Greenfield manque à l'une ou l'autre de ses obligations – est une lettre de crédit de 1,4 million de dollars. Par comparaison, aux termes du contrat original pour la construction de la centrale de Mississauga, Greenfield n'avait pas reçu de prêt initial et avait dû fournir 14 millions de dollars en garantie d'exécution de ses obligations contractuelles.
- L'OEO a payé à Eastern Power environ 41 millions de dollars en coûts de main-d'œuvre que Greenfield disait avoir engagés entre 2004 et 2012 (nous avons avisé l'OEO que la TVH représentait 5 millions de dollars de ce montant et qu'il pouvait probablement la récupérer auprès du gouvernement fédéral). Eastern Power a d'abord réclamé 79 millions de dollars pour une moyenne de 17 employés à temps plein et pour des consultants qui auraient travaillé durant cette période de huit ans. À l'appui de ces coûts, Greenfield a fourni seulement une liste du personnel, les heures travaillées par les employés et les taux de facturation moyens de l'industrie pour le travail effectué. Pressée de justifier les coûts réclamés, Greenfield a fourni des déclarations sous serment des heures travaillées par des employés choisis ainsi que des factures de consultants sur lesquelles les tarifs effectivement payés avaient été masqués. Ni le Bureau du vérificateur général ni l'ingénieur indépendant engagé pour certifier les coûts de Greenfield n'a pu obtenir de copies de la liste de paye, des feuillets T4 ou d'autres renseignements à l'appui de ces coûts.
- L'OEO a remboursé à Greenfield les 4,2 millions de dollars que la société avait payés pour le terrain de la centrale de Mississauga et un entrepôt adjacent (2,6 millions de dollars pour le terrain et 1,6 million de dollars pour l'entrepôt), mais il lui a permis d'en conserver la propriété. L'OEO nous a dit qu'il n'avait pas demandé que les droits de propriété lui soient transférés pour éviter d'avoir à restaurer ces propriétés et à engager les dépenses nécessaires à cette fin; il n'a toutefois pas fait d'efforts pour estimer ces dépenses. Infrastructure Ontario a comparé les ventes de terrains non aménagés à Mississauga en 2010 et 2011 et estimé que la juste valeur marchande du site de Mississauga au moment du règlement se situait dans une fourchette de 4,8 à 5,3 millions de dollars.
- Dans le cadre d'un règlement juridique, l'OEO a accepté de payer à la société basée aux États-Unis qui a financé la plupart des travaux de construction à Mississauga tous les coûts dont Greenfield pouvait être tenue responsable en cas d'annulation de la construction. Ce règlement a mis fin au litige de la société contre Greenfield, la province et l'OEO, qui portait sur des réclamations en dommages-intérêts de 310 millions de dollars. Greenfield avait pris des dispositions pour que cette société, EIG Management, lui ouvre une ligne de crédit de 263 millions de dollars sur huit ans, avec prélèvement de fonds à un taux d'intérêt de 14 % composé trimestriellement. La convention de prêt prévoyait également de lourdes pénalités au cas où Greenfield se retirerait de l'entente. En plus de rembourser à EIG les 59 millions de dollars que Greenfield avait prélevés sur la ligne de crédit sur une période de six mois, l'OEO et le ministère de l'Énergie ont payé à EIG des frais d'intérêt et de pénalité de 90 millions de dollars, pour un total de 149 millions de dollars à EIG. Lorsque l'OEO a accepté

de payer les coûts de financement dont Greenfield serait tenue responsable, il était loin de s'attendre à ce que les frais de pénalité soient aussi élevés. L'OEO nous a dit qu'il avait demandé à voir la convention de prêt de Greenfield avec EIG, mais que Greenfield avait refusé de la lui fournir. L'OEO a fini par signer l'entente dans laquelle il s'engageait à assumer les dettes de financement de Greenfield. L'urgence de stopper la construction était sans doute un facteur important dans cette décision.

- Une partie de l'équipement acheté et des plans élaborés pour la centrale de Mississauga, déjà entièrement payés par l'OEO, sera utilisée à la centrale de Lambton sans frais pour Greenfield, réduisant ainsi les coûts de construction de la société. Cette réduction a amené l'OEO à négocier une baisse de 4 % du prix payé pour l'électricité produite par la nouvelle centrale. Nous avons estimé à environ 100 millions de dollars la valeur des articles payés par l'OEO que Greenfield pourra réutiliser. En fait, la réduction de prix de 4 % équivaut à seulement une vingtaine de millions de dollars (en dollars actuels).

L'OEO devra payer des coûts additionnels d'environ 60 millions de dollars (en dollars actuels) pour les raisons suivantes :

- les pertes d'énergie découlant de la plus grande distance que l'électricité devra parcourir pour se rendre jusqu'à la RGT et à d'autres régions;
- les coûts nets des améliorations à apporter à une partie du réseau d'électricité de la province, qui seront requises plus tôt parce que la centrale est située dans le comté de Lambton plutôt qu'à Mississauga;
- les coûts de raccordement à l'électricité et au gaz de la centrale de Lambton (Greenfield aurait couvert ces coûts si la centrale avait été construite à Mississauga, mais l'OEO a convenu de les payer dans le cadre de l'entente de déménagement).

Le déménagement était censé procurer un important avantage financier en raison du coût beaucoup plus faible de transport par pipeline du gaz naturel jusqu'à la centrale de Lambton, puisque la centrale est beaucoup plus proche du centre de distribution du gaz naturel près de Sarnia. Dans des circonstances normales, les économies découlant des coûts plus faibles de transport du gaz naturel seraient transmises aux consommateurs d'électricité à travers les prix négociés ou soumissionnés à payer pour l'électricité. Nous avons estimé ces économies potentielles à environ 65 millions de dollars (en dollars actuels). L'OEO nous a dit qu'il était conscient de ces économies potentielles mais qu'au moment des négociations, il les avait estimées à environ 36 millions de dollars. Ces économies n'ont toutefois pas été prises en compte dans le prix que l'OEO paiera pour l'électricité produite par la centrale de Lambton aux termes de la nouvelle entente et elles seront donc conservées par Greenfield.

RÉPONSE DE L'OFFICE DE L'ÉLECTRICITÉ DE L'ONTARIO

L'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO) apprécie l'importance de rendre compte au public des coûts liés au déménagement de la centrale électrique de Mississauga à Sarnia. Son rôle dans le déménagement était de négocier une entente pour :

- stopper la construction à Mississauga;
- indemniser Greenfield South des coûts engagés;
- déménager la centrale.

Dans une conjoncture juridique et commerciale complexe et face à d'intenses pressions pour faire cesser la construction de la centrale, l'OEO s'est efforcé de concilier un traitement équitable du promoteur de la centrale, qui avait un contrat ayant force obligatoire, avec les intérêts à court et à long terme des consommateurs d'électricité.

Lorsqu'on évalue les négociations, il est important d'examiner l'entente dans son

ensemble au lieu d'essayer de quantifier chacune des concessions consenties sur des points tels que les besoins en produits nets (BPN) (montant mensuel que Greenfield recevra pour l'électricité produite par la centrale et qui lui permettra de récupérer ses coûts et de toucher un taux de rendement raisonnable), le dépôt d'une garantie et les coûts de livraison du gaz. Comme dans toute négociation complexe, toutes les parties ont fait des concessions et ni l'un ni l'autre camp n'a pu réaliser tous ses objectifs.

Tout compte fait, l'OEO estime qu'une entente raisonnable sur le plan commercial a été négociée. L'OEO note que presque tous les paiements initiaux à Greenfield (environ 100 millions de dollars) ont été pris en compte dans la réduction des BPN (20 millions de dollars) et dans les économies non réduites liées au report des paiements au titre des BPN (75 millions de dollars). Si la valeur des paiements initiaux était prise en compte dans le calcul des BPN, ceux-ci monteraient à environ 17 200 \$/MW/mois, ce qui reflète les conditions du marché en vigueur en 2012. La dernière centrale à cycle combiné acquise en régime de concurrence par l'OEO avait des BPN de 17 277 \$/MW/mois. Compte tenu des économies d'échelle, l'acquisition concurrentielle d'une centrale de taille semblable à celle de Greenfield coûtera probablement plus cher. De plus, si la centrale est construite au coût que l'OEO juge typique pour une centrale de ce genre, le taux de rendement de Greenfield ne sera pas sensiblement différent de celui qu'elle s'attendait à toucher à Mississauga. Les dépenses en capital sont le principal facteur qui détermine le coût d'un projet et donc le taux de rendement.

L'OEO est respectueusement en désaccord avec les conclusions de la vérification, qui reconnaît seulement 75 % des économies liées aux paiements reportés au titre des BPN (c'est-à-dire les économies réalisées parce que les paiements commenceront plus tard étant donné

que la centrale déménagée sera mise en service plus tard que la centrale originale l'aurait été). L'OEO croit que rien ne porte à conclure que la construction de la centrale de Mississauga, qui avait déjà commencé, aurait pu être retardée par des problèmes de financement ou qu'une énergie de remplacement sera nécessaire entre 2014 et 2017.

L'OEO note que les coûts déjà déclarés de 190 millions de dollars, qui ne peuvent pas être réutilisés au nouvel emplacement, mettaient l'accent sur les coûts contractuels connus à ce moment-là. Les coûts liés au réseau de transport en masse et les pertes en ligne expliquent en grande partie la différence entre les coûts de déménagement signalée dans la vérification.

En fin de compte, les négociations en vue du déménagement de la centrale de Mississauga dans le comté de Lambton ont permis d'éviter des poursuites potentiellement coûteuses et d'acquiescer à une centrale qui aidera à répondre aux besoins en électricité de l'Ontario pour des décennies à venir à un prix raisonnable sur le plan commercial.

COMMENTAIRE DU VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL

L'OEO donne l'usine annulée d'Oakville en exemple de sa dernière acquisition d'une centrale au gaz comparable dont les BPN s'élèvent à 17 277 \$/MW/mois. Ces BPN auraient inclus d'importants coûts pour le transport du gaz et la construction dans la RGT que Greenfield n'aura pas à engager pour la centrale de Lambton parce que celle-ci sera beaucoup plus proche du centre de distribution du gaz naturel. C'est pourquoi nous doutons que cette acquisition soit directement comparable.

Nous ne sommes pas d'accord avec la conclusion de l'OEO selon laquelle le taux de rendement de Greenfield ne sera pas sensiblement différent de ce qu'il aurait été à Mississauga. Nous croyons que Greenfield pourrait toucher

un taux de rendement substantiellement plus élevé à Lambton pour les raisons suivantes :

- Greenfield économisera environ 65 millions de dollars parce que les coûts de transport du gaz naturel seront plus faibles.
- L'OEO verse un financement initial de 80 millions de dollars au titre des coûts de construction (soit 100 millions de dollars en paiements qui bénéficieront à la centrale de Lambton moins la réduction de 20 millions de dollars des BPN pour la centrale de Lambton). Si la différence entre le coût de construction de la centrale de Lambton et celui de la centrale de Mississauga est inférieure à ce montant, toute somme économisée bénéficiera à Greenfield.
- Greenfield payait un taux d'intérêt de 14 % sur sa facilité de crédit de 263 millions de dollars pour la centrale de Mississauga. Dans le cadre du règlement négocié pour le déménagement, le ministère de l'Énergie s'est engagé à aider Greenfield à obtenir un financement pour la construction de la centrale de Lambton. Nous croyons que cela aidera Greenfield à obtenir un financement à un taux d'intérêt beaucoup plus faible, particulièrement dans l'actuel contexte de faibles taux d'intérêt.

Constatations détaillées de la vérification

VUE D'ENSEMBLE DU PROJET DE MISSISSAUGA AVANT L'ANNULATION DE LA CENTRALE

Évolution du contrat et du projet, 2005-2008

Le contrat de 2005 prévoyait la mise en service d'une centrale au gaz de 280 MW avant

février 2008. Greenfield était chargée de concevoir et de construire la centrale, en plus d'obtenir son propre financement. Une fois la centrale construite et mise en production, l'OEO aurait payé un montant mensuel à Greenfield sur la période de 20 ans couverte par le contrat. Ce montant, désigné sous le terme de « besoins en produits nets » (BPN), est un élément standard des contrats de l'OEO pour la production d'énergie à partir de gaz naturel. Il vise à permettre au promoteur, Greenfield, de récupérer les coûts engagés pour construire et exploiter la centrale et de toucher un taux de rendement ou bénéfice raisonnable. Les BPN s'expriment sous la forme d'un montant par MW par mois — aux termes du contrat, ce montant était de 8 350 \$/MW/mois (c'était aussi le montant cité dans la soumission présentée par Greenfield en réponse à la DP de 2004). Pour une centrale de 280 MW, cela équivaut à environ 28 millions de dollars par an, ou 350 millions de dollars (en dollars actuels) sur les 20 ans du contrat.

Le contrat comportait des dispositions de « force majeure » en cas d'événements extraordinaires échappant au contrôle des parties. Ces événements obligerait l'OEO à repousser la date de mise en service de la centrale. S'ils duraient plus de 36 mois, l'OEO pourrait mettre fin au contrat sans coûts ni paiements quelconques. Comme d'autres contrats de l'OEO pour la production d'énergie à partir de gaz, ce contrat ne contenait pas de disposition de « résiliation pour raisons de commodité » qui aurait permis à l'OEO de mettre fin au contrat n'importe quand sans raison (en échange d'un règlement négocié avec Greenfield).

Des événements échappant au contrôle de Greenfield et de l'OEO se sont effectivement produits à compter de septembre 2005, comme le montre la Figure 1. Ils ont duré 34 mois, jusqu'en juillet 2008, de sorte qu'il a été impossible d'entamer les travaux de construction. L'OEO a donc reporté la date d'achèvement au 1^{er} septembre 2012. Les délais ont empêché Greenfield d'obtenir des contrats de construction et d'approvisionnement en équipements majeurs dans les limites de son budget

original, et Greenfield a avisé l'OEO qu'elle ne pouvait pas aller de l'avant au taux de BPN original de 8 350 \$/MW/mois. Greenfield a donc demandé à l'OEO d'envisager de modifier les modalités économiques du contrat.

Évolution du contrat et du projet modifiés, 2009–2011

En 2009, l'OEO a modifié le contrat pour tenir compte du report de la date d'achèvement de la centrale à septembre 2012 (d'autres délais ont repoussé cette date à juillet 2014). Par ailleurs, même s'il n'était pas tenu de le faire, l'OEO a accepté de hausser les BPN. Le nouveau paiement mensuel qui serait versé après la mise en service de la centrale a été établi à 12 900 \$/MW/mois, en hausse de 54 % par rapport au prix initialement soumissionné de 8 350 \$/MW/mois. Cela faisait passer le montant total à verser sur 20 ans d'environ 350 à environ 540 millions de dollars (en dollars actuels). Pour justifier l'augmentation, l'OEO nous a dit qu'il croyait que Greenfield n'aurait pas été en mesure de construire la centrale de Mississauga au taux de BPN original proposé en 2005 et que les BPN pour un projet de remplacement auraient sans doute été supérieurs à 12 900 \$/MW/mois. L'OEO a également déclaré dans une présentation à son conseil d'administration que la centrale de Greenfield à Mississauga était requise pour aider à répondre aux préoccupations locales touchant l'approvisionnement en électricité.

Greenfield a obtenu un financement pour le projet en mai 2011 et reçu toutes les approbations et tous les permis municipaux et provinciaux nécessaires. La construction de la centrale a commencé en juin 2011.

NÉGOCIATIONS POUR L'ANNULATION ET LE DÉMÉNAGEMENT DE LA CENTRALE

Dans un communiqué en date du 24 septembre 2011, le Parti libéral de l'Ontario annonçait sa promesse électorale que la centrale de Greenfield

à Mississauga n'irait pas de l'avant à son emplacement actuel et qu'il s'emploierait avec le promoteur à trouver un nouvel emplacement pour la centrale. Le Parti libéral a été réélu le 6 octobre 2011.

Le 12 octobre 2011, le conseil municipal de Mississauga a adopté une résolution demandant au gouvernement de prendre immédiatement des mesures pour tenir sa promesse électorale, annuler le contrat avec Greenfield, stopper la construction de la centrale et remettre les lieux dans l'état où ils étaient avant la construction. Le 24 octobre, le ministre de l'Énergie a demandé à l'OEO d'entamer immédiatement des discussions avec Greenfield.

Comme il est noté plus haut, le contrat de l'OEO avec Greenfield ne contenait pas de disposition de résiliation pour raisons de commodité que l'OEO aurait pu invoquer pour résilier légalement le contrat (en payant les frais stipulés par une telle disposition). En l'absence de clause de retrait dans le contrat, l'OEO et le ministère de l'Énergie ont envisagé un certain nombre d'approches, dont chacune présentait ses propres inconvénients :

- *Mettre unilatéralement fin au contrat de toute façon* — cette option a été rejetée parce qu'elle était susceptible d'entraîner des poursuites de la part de Greenfield et de l'entreprise d'investissement auprès de laquelle Greenfield avait obtenu un financement de 263 millions de dollars pour construire et exploiter la centrale (comme il est expliqué plus loin, cette entreprise a quand même intenté une action en dommages-intérêts contre la Couronne et l'OEO).
- *Adopter une loi pour mettre fin au contrat et fixer le montant de l'indemnité à payer à Greenfield* — cette option a été rejetée parce que les participants du marché de l'électricité considéreraient cette façon de faire affaire comme inéquitable et qu'elle pouvait avoir un effet négatif sur les futurs processus d'appel d'offres de l'OEO et de la province auprès du secteur privé.
- *Permettre à Greenfield de compléter la construction de la centrale mais ne pas lui permettre de*

l'exploiter — l'OEO considérait cette option comme peut-être la plus économique mais il l'a rejetée parce qu'il aurait été difficile de convaincre la collectivité que la centrale ne serait pas mise en service et que le public aurait l'impression que le gouvernement avait payé pour rien.

- *Essayer de négocier un règlement avec Greenfield* — malgré le risque que Greenfield refuse de collaborer et/ou exige de coûteux incitatifs pour stopper la construction durant les négociations, l'OEO a décidé qu'il s'agissait là de la meilleure option.

L'OEO avait raison de s'attendre à des négociations difficiles, et les travaux de construction ont continué. Le 10 novembre 2011, le président du conseil d'administration de l'OEO a informé le ministre de l'Énergie que [traduction] « jusqu'ici, l'approche privilégiée par l'OEO était de conclure un accord avec Greenfield South pour qu'elle cesse les travaux de construction et de négocier une entente pour déménager la centrale ou mettre fin au contrat. Il est depuis apparu plus clairement que Greenfield South pourrait s'opposer à une telle approche. Étant donné cette opposition, la prochaine étape logique semblerait d'aviser Greenfield South que l'OEO n'ira pas de l'avant avec le contrat. Je tiens à vous assurer que même après avoir pris cette mesure, l'OEO poursuivra les discussions avec Greenfield South pour arriver à une entente sur une indemnisation appropiée. »

Le 14 novembre, le ministre a répondu en réitérant l'engagement du gouvernement à déménager la centrale de Greenfield. Cependant, comme les travaux de construction se poursuivaient plusieurs semaines après l'annonce par le gouvernement que la centrale ne serait pas construite à cet endroit, les médias ont prêté une plus grande attention à l'affaire, exacerbant les pressions gouvernementales exercées sur l'OEO pour faire stopper la construction par Greenfield.

Le 18 novembre, l'OEO a conclu la première d'une série d'ententes provisoires avec Greenfield. Aux termes de ces ententes, l'OEO a versé différents

paiements à la société mère de Greenfield, Eastern Power (pour l'encourager à suspendre les travaux en attendant la négociation d'une entente finale), et aux fournisseurs de Greenfield. Le 21 novembre, le ministre de l'Énergie a annoncé que Greenfield avait accepté de stopper immédiatement la construction. À ce moment-là, selon l'OEO, la construction de la centrale était complète à environ 30 %.

Les négociations sur le déménagement de la centrale et les coûts que l'OEO devrait payer ont continué après cette date et, en mai 2012, le ministre de l'Énergie a engagé un négociateur de l'extérieur pour le représenter et aider l'OEO à arriver à une entente finale avec Greenfield. L'entente finale sur le déménagement de la centrale et le règlement [entente FRSA (*Facility Relocation and Settlement Agreement*)] est entrée en vigueur le 9 juillet 2012. Ses principales dispositions comprenaient ce qui suit :

- Greenfield cesserait en permanence les travaux de construction à la centrale de Mississauga.
- Greenfield et l'OEO déménageraient la centrale selon des modalités spécifiées.
- L'OEO rembourserait à Greenfield tous les coûts de conception, de développement, d'obtention des permis et de construction engagés au 9 juillet 2012.
- Greenfield remettrait à l'OEO et à un ingénieur indépendant une liste détaillée de ces coûts ainsi que la documentation dont l'ingénieur a besoin pour les justifier.
- L'OEO serait tenu directement responsable des coûts associés au raccordement de la centrale déménagée à une source de gaz et au réseau d'électricité de la province.
- Une fois que la centrale déménagée aura été mise en service, l'OEO paiera à Greenfield des BPN de 12 400 \$/MW/mois. [Ce montant est inférieur aux 12 900 \$/MW/mois prévus dans l'ancien contrat. Sur les 20 ans de l'entente, les paiements totaliseront environ 520 millions de dollars (en dollars actuels), contre 540 millions de dollars (en dollars actuels)]

dans l'ancien contrat. La réduction des BPN était censée permettre à l'OEO de récupérer, au moins en partie, son remboursement initial de certains coûts de la centrale de Mississauga qui réduiront les coûts de construction de Greenfield pour la nouvelle centrale.]

Le 10 juillet 2012, le ministre de l'Énergie a annoncé que la centrale électrique de Greenfield South serait déménagée sur le site de la centrale d'Ontario Power Generation dans le comté de Lambton, à une dizaine de kilomètres de Sarnia. Il a ajouté que le coût total du déménagement s'élèverait à environ 180 millions de dollars. Le ministre des Finances a ensuite déclaré que le coût s'élèverait à 190 millions de dollars, y compris 10 millions de dollars pour le règlement du litige qu'Eastern Power avait déposé contre la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (SFIEO). La date cible de mise en service de la nouvelle centrale de Lambton est septembre 2017.

COÛTS D'ANNULATION ET DE DÉMÉNAGEMENT

Comme le montre la Figure 2, nous estimons à environ 275 millions de dollars le total des coûts nets d'annulation et de déménagement. Les détails de ces coûts sont fournis dans les sections qui suivent.

Coût des paiements initiaux – 291 millions de dollars

Paiements à Eastern Power – 72,4 millions de dollars

Nous avons calculé que les paiements initiaux à Greenfield et à Eastern Power coûteraient au public 72,4 millions de dollars, ventilés comme suit :

- le règlement du différend d'Eastern Power avec la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (SFIEO) — 8,4 millions de dollars;
- les coûts irrécupérables de Greenfield non payés directement par l'OEO à ses fournisseurs — 43,8 millions de dollars;

- le remboursement du prix d'achat du terrain et de l'entrepôt — 4,2 millions de dollars;
- les coûts du prêt, qui correspondent principalement aux intérêts non perçus et à la perte de valeur temporelle de l'argent — 16 millions de dollars.

Règlement du différend d'Eastern Power avec la SFIEO – 8,4 millions de dollars

Un contrat d'approvisionnement en électricité pour la centrale au gaz d'Eastern Power dans la décharge de Keele Valley, contrat détenu et administré par la SFIEO, était en place depuis 1994. Eastern Power contestait l'interprétation des dispositions contractuelles de paiement depuis environ 13 ans. Elle a commencé par déposer six réclamations contre la SFIEO pour un total de 121 millions de dollars. Dans une décision rendue en 2008, le juge a rejeté cinq des six réclamations. Le juge n'a pas pu déterminer le montant exact des dommages-intérêts pour la sixième, une réclamation de 18,5 millions de dollars, mais il a indiqué qu'Eastern Power pouvait être admissible à des dommages-intérêts symboliques pouvant aller jusqu'à 5 millions de dollars. Non seulement Eastern Power n'a-t-elle pas reçu de dommages-intérêts, mais le juge lui a donné ordre de payer 1,1 million de dollars en frais de justice à la SFIEO (ce montant a ensuite été réduit en appel à 700 000 \$). Dans un appel interjeté en 2009, Eastern Power a réclamé des dommages-intérêts de 8,5 millions de dollars ou un nouveau procès pour la réclamation en instance. En 2010, le juge d'appel, bien que d'accord avec les conclusions du juge original, a estimé le montant des dommages-intérêts symboliques à environ 7 millions de dollars mais ordonné un nouveau procès pour régler l'affaire.

Avant de s'asseoir à la table de négociation pour la centrale de Greenfield South, Eastern Power a exigé que le procès de 15,4 millions de dollars pour la centrale de Keele Valley soit réglé. La SFIEO a accepté de payer 10 millions de dollars, montant qui, à son avis, était le maximum absolu qu'un tribunal pouvait accorder, y compris les intérêts (elle a aussi renoncé aux 700 000 \$ en frais de justice

Figure 2 : Coûts de l'annulation de la centrale de Greenfield South à Mississauga et du déménagement dans le comté de Lambton (en millions de dollars)

Source des données : Office de l'électricité de l'Ontario

	Montant
Coût des paiements initiaux	
À Eastern Power (société mère de Greenfield)	72,4
À EIG Management Ltd. (prêteur de Greenfield)	149,6
Aux fournisseurs de Greenfield	64,6
Frais de justice et autres honoraires professionnels	4,4
Total partiel	291,0*
Futurs coûts supplémentaires pour la livraison de l'électricité depuis le comté de Lambton plutôt que depuis Mississauga	60,0
Total partiel – Paiements initiaux et futurs coûts supplémentaires	351,0
Réduction des paiements au titre des BPN, 2017–2036	(20,0)
Report des paiements au titre des BPN	(56,0)
Total	275,0

* Les paiements initiaux totalisaient en fait 321 millions de dollars. Ils incluaient un prêt sans intérêt de 45 millions de dollars à recouvrer sur 13 ans après la mise en service de la centrale de Lambton. Nous avons estimé le coût de ce prêt à 16 millions de dollars (ce montant correspond en grande partie aux intérêts non perçus et à la perte de valeur temporelle de l'argent). Après déduction de la différence de 29 millions de dollars, le coût est ramené de 321 à 292 millions de dollars. Les paiements initiaux incluaient également un règlement extrajudiciaire de 15,4 millions de dollars portant sur un différend vieux de 13 ans entre Eastern Power et la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario. En nous fondant sur les commentaires formulés dans une décision judiciaire antérieure, nous avons supposé un règlement de 7 millions de dollars si l'affaire avait donné lieu à un procès, ce qui porterait le coût du règlement à 8,4 millions de dollars. Après déduction de la différence de 7 millions de dollars, le coût est ramené de 292 à 285 millions de dollars. Nous avons également inclus dans le coût des paiements initiaux un montant de 6 millions de dollars qui reste à payer pour régler une réclamation déposée contre Greenfield par un de ses fournisseurs, ce qui fait passer le coût de 285 à 291 millions de dollars. D'autres détails sur le prêt, le règlement et la réclamation du fournisseur figurent dans la section Coût des paiements initiaux.

qu'Eastern Power avait reçu l'ordre de payer). Aux termes de l'entente parallèle du 25 novembre 2011, l'OEO a convenu de payer la différence de 5,4 millions de dollars pour satisfaire à l'exigence d'Eastern Power et l'amener à la table de négociation en vue de l'arrêt des travaux de construction à Mississauga. L'entente parallèle considérait ce montant comme un paiement préalable à la conclusion d'un nouveau contrat d'approvisionnement en électricité avec la centrale de Keele Valley — mais elle permettait aussi à Eastern Power de garder l'argent si le site de Keele Valley ne s'avérait pas viable pour la fourniture d'électricité. Nous avons examiné les documents et constaté qu'avant d'approuver le paiement, l'OEO avait mis en doute la possibilité d'extraire du méthane sur le site et qu'il était encore plus sceptique quant à la possibilité de négocier un contrat d'approvisionnement en électricité pour le site. Aucun autre contrat d'approvisionnement en électricité n'a jamais été conclu pour ce site, et

Eastern Power a donc conservé les 5,4 millions de dollars.

La SFIEO nous a dit que si le gouvernement n'avait pas annulé la centrale de Mississauga, elle aurait attendu qu'un tribunal de première instance rende une décision de règlement. De l'avis de l'OEO, le montant de ce règlement, quel qu'il soit, aurait dû être défalqué des 15,4 millions de dollars, réduisant ainsi le coût de la décision d'annulation. Notre calcul suppose que le tribunal aurait accordé à Greenfield un montant en dommages-intérêts symboliques auquel Eastern Power aurait été admissible selon la décision rendue par le juge en 2010. Ce montant — 7 millions de dollars — ramène le coût du règlement négocié à 8,4 millions de dollars.

Coûts irrécupérables de Greenfield – 43,8 millions de dollars

L'OEO a payé à Eastern Power un total de 43,8 millions de dollars pour couvrir les coûts irrécupérables de Greenfield. La plus grande partie de ce montant a été payée d'avance à Eastern Power durant les négociations en vue d'un règlement pour que Greenfield continue de suspendre les travaux à la centrale de Mississauga. Greenfield était censée fournir des documents justifiant les coûts à une date ultérieure. Nous avons constaté que ces documents étaient suffisants pour justifier 8 millions de dollars de coûts, mais qu'environ 36 millions de dollars en remboursements à Eastern Power pour les coûts de main-d'œuvre, y compris le coût des consultants de l'extérieur, n'avaient jamais été appuyés par des preuves suffisantes (au moment où notre rapport était en voie de finalisation, l'OEO nous a dit que l'ingénieur embauché pour certifier les coûts de Greenfield avait accepté d'approuver les coûts de main-d'œuvre, plus d'un an après leur remboursement). Les détails des paiements versés figurent ci-après.

Après avoir signé son contrat avec l'OEO en avril 2005, Greenfield a commencé à engager des coûts, notamment pour la main-d'œuvre, les biens et services, l'intérêt sur les fonds provenant de ses prêteurs, les frais de justice et les frais associés aux lettres de crédit qu'elle avait émises. Aux termes de l'entente parallèle du 14 décembre 2011, l'OEO a accepté de fournir 35 millions de dollars à titre de paiement anticipé pour couvrir une partie de ces coûts irrécupérables. Conformément à l'entente parallèle du 20 janvier 2012, l'OEO a fourni 6 millions de dollars additionnels à titre de paiement anticipé pour les coûts irrécupérables.

L'entente FRSA exigeait de Greenfield qu'elle fournisse des documents détaillés à l'appui de tous ses coûts et que ceux-ci fassent l'objet d'une vérification indépendante. Nous avons constaté que cela avait été fait pour 8 millions de dollars de coûts non liés à la main-d'œuvre.

Eastern Power a d'abord demandé que soient remboursés des coûts de main-d'œuvre de 79 mil-

lions de dollars pour 17 employés équivalents temps plein et pour des consultants qui, à son dire, avaient travaillé au développement de la centrale entre 2004 et 2012. À l'appui de ces coûts, Greenfield a fourni seulement une liste du personnel, les heures travaillées par les employés et les taux de facturation moyens de l'industrie pour le travail effectué. Pressée de justifier les coûts réclamés, Greenfield a fourni des déclarations sous serment des heures travaillées par des employés choisis ainsi que des factures de consultants sur lesquelles les tarifs effectivement payés avaient été masqués. En fin de compte, Eastern Power a reçu environ 36 millions de dollars de l'OEO pour les coûts de main-d'œuvre que Greenfield aurait engagés. (Ce montant ne comprend pas 5 millions de dollars en TVH; nous avons avisé l'OEO que ces 5 millions de dollars devraient être remboursables par l'Agence du revenu du Canada et l'OEO nous a dit qu'elle demanderait un remboursement.)

Outre le nombre total d'heures facturées entre 2004 et 2012, nous nous sommes demandé si certains des coûts de main-d'œuvre déclarés étaient raisonnables. Par exemple, près de 900 000 \$ sur huit ans, ou environ 110 000 \$ par an, ont été remboursés pour un membre du personnel désigné responsable du soutien administratif. Ni le Bureau du vérificateur général ni l'ingénieur indépendant engagé pour vérifier les coûts de Greenfield n'a pu obtenir de copies de la liste de paye ou des feuillets T4 à l'appui de ces coûts, et Greenfield n'a pas fourni d'autres renseignements justificatifs à l'ingénieur. Les données de la liste de paye et des feuillets T4 n'auraient peut-être pas indiqué tous les avantages remboursables, mais elles auraient certainement permis de confirmer la plupart des coûts de main-d'œuvre déclarés.

Nous avons noté que, dans un budget établi pour la centrale en mai 2011 que Greenfield avait soumis à ses prêteurs, les coûts réels d'ingénierie et de gestion de la centrale engagés au 24 mai 2011 totalisaient seulement 19 millions de dollars, comparativement aux 28 millions de dollars que l'OEO avait payés à Greenfield pour couvrir les coûts de

main-d'œuvre engagés à cette date, qui ont ensuite été certifiés par l'ingénieur indépendant.

L'OEO estimait que seulement 10 des 43,8 millions de dollars qu'il avait payés à Greenfield pour couvrir les coûts irrécupérables seraient transférables à la nouvelle centrale et réduiraient les coûts de cette centrale dans l'avenir. Nous abordons cette question plus en détail dans la section Réduction des paiements au titre des BPN — 20 millions de dollars en économies.

Remboursement du prix d'achat du terrain et de l'entrepôt – 4,2 millions de dollars

Aux termes de l'entente parallèle du 26 mars 2012, l'OEO a accepté de rembourser à Eastern Power le prix payé pour le terrain de 10,5 acres sur lequel la centrale annulée devait être construite et pour un entrepôt adjacent de 17 000 pieds carrés devant servir à entreposer l'équipement. Greenfield a fourni une justification adéquate du montant des achats, soit 2,6 millions de dollars pour le terrain et 1,6 million de dollars pour l'entrepôt. L'entente parallèle permet toutefois à Eastern Power et à Greenfield de rester propriétaires du terrain et de l'entrepôt. L'OEO nous a dit qu'il avait permis à Eastern Power et à Greenfield de rester propriétaires du site pour ne pas avoir à payer les coûts de restauration du terrain. Cette justification n'est toutefois pas valable pour l'entrepôt, qui n'avait pas besoin d'être restauré.

Au moment de l'annulation, Infrastructure Ontario a, à la demande du Ministère, estimé la juste valeur marchande du terrain à lui seul dans une fourchette de 4,8 à 5,3 millions de dollars (Infrastructure Ontario est arrivé à cette somme en examinant les ventes de terrains industriels non bâtis comparables à Mississauga en 2010 et 2011). Étant donné l'accroissement de valeur du terrain depuis son achat par Greenfield, l'OEO pourrait avoir réalisé un gain net s'il avait choisi de restaurer le site, et nous croyons qu'il aurait dû évaluer cette option de manière plus formelle. L'OEO nous a dit qu'à son avis, Infrastructure Ontario n'avait pas été en mesure de tenir compte de tous les facteurs

pertinents dans son évaluation de la valeur du site. Quoi qu'il en soit, la décision d'annuler la centrale a occasionné des dépenses de 4,2 millions de dollars qui n'auraient pas été faites autrement.

Au moment de notre vérification, Greenfield n'avait pas choisi de terrain particulier pour la centrale de Lambton, terrain qu'elle devra acheter. Le Ministère avait offert à Greenfield un terrain appartenant à Ontario Power Generation (OPG) qui, à son avis, susciterait peu d'opposition de la part de la collectivité (comme il se trouve à côté d'une centrale au charbon existante d'OPG). Si Greenfield choisit ce site, le prix d'achat sera la juste valeur marchande telle que déterminée par des évaluateurs indépendants.

Coûts du prêt – 16 millions de dollars

Aux termes de l'entente parallèle du 9 juillet 2012, l'OEO et le négociateur du Ministère ont convenu d'octroyer un prêt de fonds de roulement de 45 millions de dollars à Greenfield pour la construction de la centrale déménagée. Ce prêt est libre d'intérêt et le remboursement commencera seulement après la fin de la construction de la nouvelle centrale (prévue pour 2017). La période de remboursement s'étend sur les 13 prochaines années. En supposant que Greenfield réussisse à construire la nouvelle centrale et rembourse le prêt sur la période de remboursement de 13 ans, le coût de l'octroi à Greenfield de ce prêt de fonds de roulement sans intérêt qui ne sera pas pleinement remboursé avant 2030 au plus tôt s'élève à environ 16 millions de dollars (montant qui correspond en grande partie aux intérêts non perçus et à la perte de valeur temporelle de l'argent).

Non seulement Greenfield ne bénéficiait-elle pas d'un prêt de fonds de roulement de l'OEO aux termes du contrat original pour la construction d'une centrale à Mississauga, mais elle avait dû fournir 14 millions de dollars en garantie initiale de l'exécution de ses obligations contractuelles. L'entente FRSA a ramené le montant de la garantie d'exécution pour la centrale de Lambton à 1,4 million de dollars.

En cas de défaut de remboursement par Greenfield, l'OEO pourra déduire le montant du prêt à rembourser des paiements au titre des BPN. S'il est mis fin à l'entente FRSA parce que Greenfield est en défaut, Greenfield et Eastern Power devront rembourser le montant en souffrance du prêt dans les sept jours suivant la résiliation de l'entente (mais les actionnaires de la société n'ont pas fourni de garanties personnelles additionnelles en ce sens). S'il est mis fin à l'entente FRSA pour toute raison autre que le défaut par Greenfield, la société pourra garder les 45 millions de dollars.

La correspondance interne montre que le personnel de l'OEO était préoccupé par le fait que la valeur du prêt (45 millions de dollars) se rapproche du montant des fonds propres que Greenfield aurait à injecter dans la construction de la centrale déménagée. Comme le disent les banquiers d'investissement, avec un financement initial fourni par l'OEO, Greenfield ne mettait pas « sa peau en jeu ». En temps normal, l'entrepreneur doit engager une proportion raisonnable de ses fonds propres afin d'être suffisamment motivé pour mener le projet à terme.

Nous considérons les 16 millions de dollars en pertes d'intérêts et autres comme un coût d'annulation parce qu'il n'aurait pas été nécessaire d'engager ces fonds si la centrale n'avait pas été déménagée.

Paiements à EIG Management Ltd. — 149,6 millions de dollars

En 2004, lorsque Greenfield a soumissionné ce projet de centrale au gaz, elle a soumis des lettres d'engagement de financement de prêteurs canadiens. En fin de compte, Greenfield a obtenu un financement auprès d'une société de placement basée aux États-Unis, EIG Management Ltd., dans le cadre d'une entente en date du 26 mai 2011. Aux termes de l'entente, EIG accordait à une société de portefeuille de Greenfield une facilité de crédit (une ligne de crédit disponible à titre de fonds de transition) de 263 millions de dollars sur huit ans pour la conception technique, la construction,

l'exploitation et l'entretien de la centrale au gaz. Greenfield devait payer un taux d'intérêt de 14 %, composé trimestriellement, sur les fonds prélevés. Les actifs remis en nantissement par Greenfield pour la facilité de crédit comprenaient des bons de souscription d'actions (qu'EIG pouvait exercer jusqu'à concurrence de 24 % des fonds propres de la société de portefeuille de Greenfield), des équipements, des actions de Greenfield et un intérêt dans le contrat avec l'OEO.

Greenfield s'exposait à de lourdes pénalités en cas de manquement à l'entente : elle devrait rembourser immédiatement tous les montants prélevés avec intérêt, ainsi que l'intérêt sur le plein montant non prélevé pour la période de huit ans couverte par l'entente. Le taux d'intérêt serait de 14 %, actualisé par le taux du Trésor des États-Unis.

Dans une lettre en date du 18 novembre 2011, EIG a informé Greenfield que si l'OEO allait de l'avant avec l'annulation de la centrale, EIG considérerait Greenfield comme étant en défaut de l'entente et demanderait une indemnisation d'environ 225 millions de dollars parce que Greenfield se serait retirée du contrat.

L'OEO n'était pas conscient de ces pénalités onéreuses au 25 novembre 2011, date où il a signé une entente provisoire de paiement des coûts afin de libérer Greenfield de son prêteur. L'OEO nous a dit qu'il avait demandé à Greenfield de lui fournir une copie de sa convention de prêt mais que Greenfield avait refusé. L'OEO a quand même signé l'entente provisoire, sans doute parce qu'il était urgent que Greenfield arrête la construction. À ce moment-là, Greenfield avait prélevé environ 59 millions de dollars sur la facilité de crédit d'EIG sur une période de six mois. En décembre 2011, comme elle l'avait indiqué dans sa lettre à Greenfield, EIG a formellement demandé un règlement de 228 millions de dollars. En mars 2012, EIG a déposé la réclamation contre Greenfield devant un tribunal de l'État de New York de même qu'une réclamation en dommages-intérêts beaucoup plus élevée de 310 millions de dollars contre la Couronne et l'OEO en Ontario.

L'OEO a demandé à deux cabinets d'avocats leur opinion sur la possibilité qu'un tribunal accueille la réclamation d'EIG, vu que le montant réclamé était tellement plus élevé que les 59 millions de dollars réellement avancés. Une importante question juridique était de savoir si l'équivalent d'un taux d'intérêt de 14 % pendant huit ans sur toute la ligne de crédit de 263 millions de dollars dépassait le maximum légal (selon le *Code criminel du Canada*, tout taux d'intérêt annuel dépassant 60 % est un « taux criminel »). Les deux cabinets étaient d'avis qu'il y avait une bonne chance qu'un tribunal décide d'accorder un taux d'intérêt de 60 % sur le montant de 59 millions de dollars réellement prélevé sur la période de six mois. L'OEO a calculé que cela équivaldrait à environ 28 millions de dollars en intérêts. Un des cabinets a estimé à 70 % la probabilité qu'une indemnisation de 28 millions de dollars soit adjugée.

Le Conseil du Trésor a autorisé le ministère de l'Énergie à régler la réclamation d'EIG jusqu'à concurrence de 98 millions de dollars (en plus des 59 millions). Ce calcul se fondait sur l'hypothèse qu'il y avait 70 % de chances qu'un règlement de 28 millions de dollars soit accordé, et 30 % de chances qu'un règlement de 251 millions de dollars (à savoir la différence entre le règlement de 310 millions de dollars demandé par EIG et les 59 millions de dollars prélevés) soit accordé. Le Ministère et l'OEO sont arrivés au total de 98 millions de dollars en additionnant 70 % de 28 millions de dollars (19,6 millions de dollars), 30 % de 251 millions de dollars (75,3 millions de dollars), et 3 millions de dollars en frais de justice. En fin de compte, le négociateur du Ministère a convenu de payer à EIG 90 millions de dollars en intérêts de pénalisation en plus des 59 millions de dollars prélevés, pour un total de 149,6 millions de dollars. Dans le cadre de ce règlement, EIG a libéré l'OEO, la province et Greenfield de toutes réclamations existantes et futures.

Nous avons noté qu'en janvier 2012, EIG a allégué que Greenfield avait enfreint 17 covenants de la convention de prêt. Greenfield avait notamment

omis de fournir des informations financières dans les délais prescrits et permis le dépôt de privilèges de construction contre la centrale. Comme certains de ces covenants avaient été enfreints avant l'annulation de la centrale, il est possible que Greenfield ait été en violation de l'entente et donc assujettie à des pénalités au moment de l'annulation de la centrale. L'OEO nous a dit qu'il considérait comme mineures les infractions qui, d'après EIG, auraient été commises avant l'annulation de la centrale.

Nous avons également noté que Greenfield n'avait pas fourni à l'OEO et à l'ingénieur indépendant des documents justifiant de façon adéquate son utilisation des 59 millions de dollars reçus d'EIG. Nous avons pu déterminer qu'environ la moitié de ce montant avait été utilisée pour acheter de l'équipement (notre examen des factures montrait que l'OEO avait payé tout l'équipement directement aux fournisseurs, sauf pour environ 30 millions de dollars d'équipement acheté durant les six mois où Greenfield était en possession des 59 millions de dollars). Pour les quelque 29 millions de dollars restants, l'OEO nous a remis, au moment où notre vérification était en voie de finalisation, une liste de factures que Greenfield disait avoir payées avec les fonds d'EIG. Sur ce montant, environ 25 millions de dollars étaient liés à des factures que Greenfield disait avoir payées à des fournisseurs de l'extérieur pour des activités liées à la construction. Les 4 millions de dollars restants comprenaient des montants payés principalement à Eastern Power et à une autre société liée à Greenfield appelée North Green Limited.

Une entente parallèle oblige également le ministère de l'Énergie à aider Greenfield à obtenir un financement pour la construction de la centrale de Lambton, si cela s'avérait nécessaire.

Paiements aux fournisseurs de Greenfield – 64,6 millions de dollars

L'OEO s'attend à ce que ses paiements aux fournisseurs de Greenfield totalisent 58,7 millions de dollars : près de 47 millions de dollars doit être payé

pour l'équipement et environ 12 millions de dollars ont été payés à d'autres fournisseurs. Il s'attend aussi à payer 6 millions de dollars dans l'avenir à un fournisseur pour régler une réclamation. Ces paiements sont détaillés ci-après.

Conformément à l'entente FRSA, l'OEO s'attend à payer environ 77 millions de dollars pour l'équipement qui sera déménagé à la centrale de Lambton. Comme il est mentionné plus haut, environ 30 millions de dollars de ce montant provenaient des 59 millions de dollars que Greenfield avait empruntés à EIG et que l'OEO a remboursés à EIG. Au moment de notre vérification, l'OEO était en train de payer les près de 47 millions de dollars restants directement aux fournisseurs de l'équipement, qui ont fourni tous les bons de commande et factures nécessaires. Tout l'équipement qui sera payé par l'OEO est censé être utilisé à la nouvelle centrale, réduisant les futurs coûts de construction de Greenfield.

En cas de défaut de remboursement, par Greenfield, du prêt de fonds de roulement de 45 millions de dollars ou de manquement à tout autre engagement de Greenfield aux termes de l'entente FRSA, le privilège que l'OEO a enregistré contre l'équipement permettrait à l'OEO d'en assumer la propriété jusqu'à la date de mise en service de la nouvelle centrale. Toutefois, Greenfield devra probablement mettre l'équipement en nantissement afin d'obtenir un financement pour la centrale de Lambton, auquel cas l'OEO devra réduire sa sûreté.

Outre les près de 47 millions de dollars payés aux fournisseurs d'équipement, l'OEO a payé 12 millions de dollars à d'autres fournisseurs de biens et services, dont environ 4 millions de dollars pour la location d'équipement. Ces coûts auraient pu être évités en grande partie si l'équipement avait été retourné dès l'arrêt des travaux de construction à la centrale de Mississauga en novembre 2011. En mars 2012 (moment où les frais de location atteignaient 1 million de dollars), l'ingénieur indépendant a informé l'OEO que l'équipement était à l'arrêt sur le site de la centrale annulée et que les frais de location continuaient de s'accumuler.

Il a ajouté que l'équipement inactif risquait d'être endommagé, ce qui occasionnerait des coûts encore plus élevés. Il a offert de prendre des dispositions pour que l'équipement soit retourné. Aucune mesure n'a toutefois été prise avant que 3 millions de dollars additionnels en frais de location aient été engagés. La plupart de l'équipement lourd a finalement été retourné en décembre 2012.

Peu après la fin de nos travaux sur le terrain, l'OEO nous a informés qu'il était en train de négocier le règlement d'une réclamation déposée contre Greenfield par un de ses principaux fournisseurs. L'OEO s'attendait à devoir payer environ 6 millions de dollars pour régler la réclamation. Nous avons donc ajouté ce montant aux coûts d'annulation.

Frais de justice et autres honoraires professionnels – 4,4 millions de dollars

Plus de 4 millions de dollars en frais de justice et autres honoraires professionnels ont été engagés, principalement par l'OEO et le ministère de l'Énergie, par suite de la décision d'annuler la centrale et de la déménager. Ce montant comprend les honoraires de l'ingénieur indépendant que l'OEO a embauché pour examiner les coûts que Greenfield disait avoir engagés pour développer et construire la centrale de Mississauga et ceux du négociateur de l'extérieur engagé pour aider le Ministère et l'OEO à conclure une entente finale avec Greenfield.

Futurs coûts supplémentaires de livraison de l'électricité – 60 millions de dollars

Coût des pertes d'énergie lors du transport sur une plus longue distance – 40 millions de dollars

Quel que soit son emplacement, la centrale de Greenfield devra répondre à la demande en électricité du Sud-Ouest de la RGT. En conséquence du déménagement dans le comté de Lambton, l'électricité devra parcourir une distance considérable le long des lignes de transport d'énergie pour arriver à sa destination. Une partie de l'électricité sera

perdue en chemin, principalement sous forme de chaleur. L'OEO a estimé le coût de ces pertes à environ 40 millions de dollars sur la période de 20 ans visée par l'entente FRSA.

Nous avons examiné cette estimation et noté qu'elle se fondait sur plusieurs hypothèses concernant notamment la future croissance de la demande en électricité dans le Sud-Ouest de la RGT, l'évolution des réseaux de production et de transport d'électricité et le sort de toutes les installations existantes et futures de production d'électricité sur les 20 ans de l'entente FRSA. Le coût des pertes pourrait donc être plus élevé ou plus faible mais nous avons conclu qu'il était généralement raisonnable.

Améliorations du réseau – 13 millions de dollars

Au moment de notre vérification, la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE) venait d'évaluer l'impact du déménagement de la centrale de Mississauga dans le comté de Lambton et elle avait transmis son évaluation à Hydro One. Hydro One nous a confirmé que, selon l'évaluation, le déménagement ne nécessiterait pas d'améliorations importantes au réseau d'électricité.

L'OEO et Hydro One nous ont dit que les améliorations à apporter, dans les deux cas dans la RGT, se limitaient à ce qui suit :

- Un parc de transformateurs près de Milton devra être construit un an plus tôt que prévu. L'OEO estime à environ 10 millions de dollars le coût d'avancer la date de construction de ce projet de 270 millions de dollars.
- Les lignes de transport d'énergie près du poste de transformation de Manby à Etobicoke devront être modernisées. Au moment de notre vérification, Hydro One n'avait pas encore terminé son examen de l'évaluation de la SIERE mais elle s'attendait à ce que ces améliorations coûtent environ 3 millions de dollars (Hydro One nous a dit qu'elle terminerait l'examen avant avril 2013 mais elle

ne l'avait pas encore terminé au moment où notre rapport a été finalisé).

Comme Hydro One, l'OEO nous a dit qu'il ne s'attendait pas à ce que le déménagement exige d'importantes améliorations du réseau d'électricité à l'ouest de la région de London. Cette région est déjà desservie par d'autres centrales au gaz à peu près aussi efficaces que la centrale prévue de Greenfield. Une fois mise en service, la centrale de Greenfield se trouvera essentiellement en concurrence avec ces centrales pour répondre à la demande en électricité. De plus, le plan énergétique à long terme élaboré par le gouvernement en 2011 avait déjà mis en marche un projet visant à améliorer la capacité de transport de la région afin de faire de la place pour une plus grande quantité d'énergie renouvelable. Même si la centrale de Greenfield devait ajouter à la charge de transport de la région, les lignes de transport améliorées devraient être en mesure d'absorber la différence. Les améliorations sont censées se terminer d'ici la fin de 2014, soit à peu près trois ans avant la mise en service de la centrale de Greenfield.

Raccordements aux réseaux de gaz et d'électricité – 7 millions de dollars

Aux termes du contrat visant la centrale de Mississauga, les coûts de raccordement aux réseaux de gaz et d'électricité relevaient de la responsabilité de Greenfield. Aux termes de l'entente FRSA, c'est l'OEO qui en est responsable.

Les coûts de raccordement au réseau de gaz dépendront du terrain que Greenfield choisira pour la centrale de Lambton. Si elle choisit le terrain d'OPG, le distributeur de gaz estime que le raccordement de la centrale à la source de gaz coûtera entre 2 et 5 millions de dollars. Un deuxième terrain de propriété privée que Greenfield envisageait d'acquérir au moment de notre vérification occasionnerait des coûts de raccordement minimes. Nous avons donc supposé un coût de 3 millions de dollars.

En ce qui concerne le coût du raccordement de la nouvelle électricité au réseau de transport, Hydro One pouvait nous fournir seulement une estimation préliminaire de 3 à 5 millions de dollars (quel que soit le site choisi dans le comté de Lambton). Un coût plus exact sera disponible lorsque Hydro One aura terminé son examen de l'évaluation par la SIERE de l'impact du déménagement sur le réseau. Cet examen devait être achevé en avril 2013, mais il ne l'était toujours pas au moment où nous avons finalisé notre rapport. Nous avons donc supposé un coût de raccordement de 4 millions de dollars.

Économies associées aux nouveaux paiements au titre des BPN – 76 millions de dollars en économies

Il y a deux principales sources d'économies potentielles découlant de l'annulation de la centrale de Mississauga et de l'entente de construction d'une centrale dans le comté de Lambton :

- réduction des paiements au titre des BPN, 2017 à 2036 — 20 millions de dollars;
- report des paiements au titre des BPN à 2017 — 56 millions de dollars.

Réduction des paiements au titre des BPN, 2017 à 2036 – 20 millions de dollars

L'OEO, le négociateur nommé par le Ministère et Greenfield ont reconnu que certains des articles couverts par les paiements initiaux de l'OEO pourront être utilisés dans la construction de la centrale de Lambton. Comme ces articles ont déjà été payés, ils réduiront le coût de la centrale pour Greenfield. En conséquence, les « besoins en produits nets » (BPN) de Greenfield seront inférieurs à ce qu'ils étaient pour la centrale de Mississauga (c'est-à-dire que les coûts requis pour construire et exploiter la centrale de Lambton et toucher un taux de rendement semblable seront plus faibles). Ensemble, l'OEO et le négociateur du Ministère ont réussi à ramener les BPN pour la centrale de Lambton de 12 900 \$/MW/mois à 12 400 \$/MW/mois. Nous

avons calculé que cette réduction équivaut à environ 20 millions de dollars (en dollars actuels) sur les 20 ans de l'entente FRSA et qu'elle compense en partie les coûts associés à l'annulation et au déménagement de la centrale de Mississauga.

Cependant, si l'on additionne tous les articles couverts par les paiements initiaux de l'OEO qui peuvent être réutilisés, on obtient un total d'environ 100 millions de dollars : 77 millions de dollars en équipement, plus 10 millions de dollars en travaux d'ingénierie, plus les 16 millions de dollars qu'a coûté le prêt de fonds de roulement sans intérêt octroyé par l'OEO à Greenfield. Ainsi, la réduction de 20 millions de dollars des BPN ne permet certainement pas de récupérer la pleine valeur des articles couverts par les paiements initiaux de l'OEO, et le manque à gagner s'élève à environ 80 millions de dollars.

Comme il est noté plus haut, les BPN sont censés permettre à Greenfield de recouvrer ses coûts de construction et d'exploitation de la centrale et de toucher un taux de rendement ou bénéfice raisonnable. En conséquence, les 80 millions de dollars en coûts de construction financés en fin de compte par l'OEO pourraient se traduire par un bénéfice considérable pour Greenfield selon les coûts qu'elle aura à engager pour construire la centrale de Lambton. Le taux de rendement que Greenfield touchera pour la centrale de Lambton pourrait donc être beaucoup plus élevé qu'il l'aurait été pour la centrale de Mississauga. L'OEO nous a dit qu'à son avis, le coût de construction de la centrale de Lambton pourrait dépasser d'environ 100 millions de dollars le coût estimatif de 260 millions de dollars que Greenfield avait déclaré à son prêteur pour la construction de la centrale de Mississauga. Selon l'OEO, si ce scénario se concrétisait, les 12 400 \$/MW/mois, combinés aux paiements initiaux, procureraient à Greenfield un taux de rendement semblable à celui qu'elle aurait touché pour la centrale de Mississauga.

Report des paiements au titre des BPN – 56 millions de dollars

Greenfield avait fixé à 2014 le délai d'achèvement de la centrale de Mississauga. Si Greenfield avait respecté ce délai, l'OEO aurait alors commencé à lui payer les BPN convenus de 12 900 \$/MW/mois. L'OEO soutient qu'avec l'annulation et le fait que la centrale de Lambton ne sera pas terminée avant 2017, trois ans de paiements au titre des BPN ont été reportés. L'OEO estime les économies résultantes à environ 75 millions de dollars (en dollars actuels), déduction faite de la valeur actuelle des paiements au titre des BPN à verser sur la période de trois ans entre la date de fin du contrat pour la centrale de Mississauga (2033) et la date de fin du contrat pour la centrale de Lambton (2036).

Ce scénario comporte toutefois des incertitudes. Par exemple, si Greenfield n'avait pas été en mesure d'achever la centrale de Mississauga dans les délais, ces paiements auraient commencé plus tard. Un des facteurs qui pourraient avoir retardé l'achèvement est le non-respect par Greenfield de sa convention de prêt (comme il est mentionné plus haut dans ce rapport, en janvier 2012, EIG a constaté que Greenfield avait enfreint 17 covenants de la convention de prêt; même si Greenfield n'avait pas été assujettie à des pénalités au moment où la centrale a été annulée, elle aurait bien pu continuer de commettre des infractions et connaître des ennuis financiers). L'OEO croyait également que Greenfield n'aurait pas été capable d'achever la centrale sans dépasser son budget et le crédit disponible de 260 millions de dollars; elle aurait donc été plus à risque de manquer d'argent et de ne pas pouvoir achever la centrale à temps si elle n'avait pas été en mesure d'obtenir rapidement un financement additionnel.

Nous nous sommes également demandé pourquoi les économies potentielles liées au fait qu'il ne sera pas nécessaire de payer pour l'énergie produite par la centrale de Mississauga ne seraient pas réduites, du moins en partie, par le coût de remplacement de cette énergie, d'autant plus qu'une des raisons d'être originales de la centrale était de répondre aux besoins en électricité du Sud-Ouest

de la RGT. L'OEO nous a dit que la province serait en surplus d'électricité durant cette période et qu'elle n'aurait pas besoin de l'électricité qui aurait été produite par la centrale de Mississauga. Ainsi, selon l'OEO, il n'y a pas d'autres coûts d'électricité associés au remplacement de l'énergie qui aurait été produite par la centrale de Mississauga à défalquer des économies au titre des BPN.

L'OEO nous a dit que sa position concernant les besoins en électricité de la province avait changé depuis 2009, lorsqu'il avait volontairement augmenté les BPN de la centrale de Mississauga, en partie parce qu'il considérait la centrale comme une source d'approvisionnement nécessaire à compter de 2014. En attribuant un contrat pour la construction de la centrale de Lambton, il soutient clairement qu'il faudra accroître la quantité d'électricité produite au gaz, mais pas avant 2018, et qu'aucun approvisionnement supplémentaire ne sera nécessaire entre 2014 et 2017. Selon l'OEO, la capacité supplémentaire de la province aura disparu en 2018, surtout parce qu'il sera alors nécessaire de remettre à neuf certains éléments du parc nucléaire de l'Ontario.

À notre avis, toute estimation des économies liées au report des paiements au titre des BPN doit tenir compte des incertitudes entourant les besoins en électricité et la date d'achèvement de la centrale de Mississauga. Nous reconnaissons toutefois que certaines économies seront réalisées parce que l'OEO ne versera probablement pas de paiements au titre des BPN à Greenfield avant 2017. Nous reconnaissons également que, tout comme la centrale de Mississauga, la centrale de Lambton pourrait ne pas être réalisée dans les délais, ce qui repousserait encore plus loin la date de début des paiements au titre des BPN et occasionnerait d'autres économies. Étant donné ces incertitudes, nous avons inclus des économies estimatives équivalant à environ les trois quarts des 75 millions de dollars estimés par l'OEO, soit 56 millions de dollars. Ces économies potentielles compensent partiellement les coûts associés à l'annulation et au déménagement de la centrale de Mississauga.

RÉPARTITION DES COÛTS D'ANNULATION

Au début, tous les paiements associés à l'annulation étaient payés par le biais du compte de rajustement global financé par les consommateurs d'électricité. En général, les montants qui transitent par ce compte résultent surtout des différences entre le prix coté de l'électricité et le prix réellement payé aux producteurs. Les montants payés par le biais du compte de rajustement global sont récupérés sous forme de frais sur les factures d'électricité mensuelles des consommateurs.

Une ordonnance du Conseil du Trésor en date d'août 2012 autorisait un paiement de 190 millions de dollars pour couvrir les coûts irrécupérables associés à l'annulation de la centrale de Mississauga. Comme les paiements effectués jusqu'ici avaient déjà été imputés au compte de rajustement global, l'ordonnance a eu pour effet de rembourser le compte de ce montant. Ces 190 millions de dollars représentent donc le montant total des coûts qui seront financés par les contribuables; le reste des coûts sera payé par les consommateurs d'électricité sous forme de frais de rajustement global.

AUTRES AVANTAGES POUR GREENFIELD

La plupart du gaz naturel livré au Sud-Ouest de l'Ontario, y compris la RGT, provient du centre de distribution de Dawn à Sarnia. Le coût de transport de ce gaz jusqu'à une centrale dans le comté de Lambton sera beaucoup plus faible qu'il l'aurait été s'il avait fallu transporter le gaz jusqu'à Mississauga. Si la centrale était restée à Mississauga, Greenfield aurait dû payer pour l'utilisation des pipelines d'un certain nombre de sociétés — particulièrement

Enbridge Gas, Union Gas et TransCanada Pipelines. Avec le déménagement de la centrale dans le comté de Lambton, Greenfield n'aura qu'une société (Union Gas) à payer pour le transport du gaz par pipeline sur une distance relativement courte.

Nous estimons que Greenfield économisera environ 65 millions de dollars (en dollars actuels) en frais de pipeline sur les 20 ans du contrat de Lambton. L'OEO nous a dit qu'il était conscient de ces économies durant ses négociations avec Greenfield mais qu'en se fondant sur les informations disponibles à ce moment-là, il avait estimé les économies à seulement environ 36 millions de dollars. Quoi qu'il en soit, aucune économie n'a pu être négociée et prise en compte dans le prix que l'OEO devra payer pour l'électricité produite par la centrale de Lambton aux termes de l'entente FRSA. Greenfield touchera donc un taux de rendement plus élevé que si la centrale était restée à Mississauga. Essentiellement, cela représente des économies qui ne seront pas transmises aux contribuables ni aux consommateurs d'électricité pour compenser certains des coûts liés au déménagement.

Les coûts d'intérêt sur le dépôt de garantie initial sont une autre source d'économies pour Greenfield. Comme il est noté plus haut, Greenfield a fourni seulement 1,4 million de dollars en nantissement pour la centrale de Lambton, comparativement à 14 millions de dollars pour la centrale de Mississauga. Elle paiera beaucoup moins d'intérêts sur le montant fortement réduit de cette garantie. Nous estimons ses économies à cet égard à environ 4,8 millions de dollars sur la durée de l'entente — là encore, les économies ne seront pas répercutées sur les contribuables ni sur les consommateurs.